



TUGAS AKHIR - SF 091321

**ANALISIS SIFAT FISIS RESERVOAR
MENGUNAKAN METODE SEISMIK
INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI)
DAN MULTIATRIBUT (STUDI KASUS
LAPANGAN F3)**

Deby Nur sanjaya
NRP 1110 100 056

Dosen Pembimbing I
Prof. Dr.rer.nat Bagus Jaya Santosa, S.U

Dosen Pembimbing II
Dr. Dwa Desa Warnana

Jurusan Fisika
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2014



FINAL PROJECT - SF 091321

**ANALYSIS OF PHYSICAL PROPERTIES
RESERVOIR USING ACOUSTIC
IMPEDANCE (AI) SEISMIC INVERSION
AND MULTI ATTRIBUTE METHOD
(CASE STUDY FIELD F3)**

**Deby Nur sanjaya
NRP 1110 100 056**

**Advisor I
Prof. Dr.rer.nat Bagus Jaya Santosa, S.U**

**Advisor II
Dr. Dwa Desa Warnana**

**Department of Physics
Faculty of Mathematics and Natural Science
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2014**

**ANALISIS SIFAT FISIS RESERVOAR
MENGUNAKAN METODE SEISMIK INVERSI
ACOUSTIC IMPEDANCE (AI) DAN MULTIATRIBUT
(STUDI KASUS LAPANGAN F3)**

TUGAS AKHIR

**Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Memperoleh Gelar Sarjana Sains**

pada

Bidang Fisika Bumi

Program Studi S-1 Jurusan Fisika

Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam

Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:

DEBY NUR SANJAYA

NRP 1110100056

Disetujui oleh Tim Pembimbing Tugas Akhir

Pembimbing I



Prof. Dr. Bagus Jaya Santosa

NIP. 19620802 198701.1.001

Pembimbing II



Dr. Dwa Desa Warnana,

NIP. 19760123 200003 1 001



**ANALISIS SIFAT FISIS RESERVOAR
MENGUNAKAN METODE SEISMIK INVERSI
ACOUSTIC IMPEDANCE (AI) DAN MULTIATRIBUT
(STUDI KASUS LAPANGAN F3)**

Nama : Deby Nur sanjaya
NRP : 1110100056
Jurusan : Fisika, FMIPA-ITS
Pembimbing I : Prof. Dr.rer.nat Bagus Jaya Santosa,
S.U
Pembimbing II : Dr. Dwa Desa Warnana

Abstrak

Lapangan F3 adalah sebuah blok di sektor Laut Utara Belanda. Pada lapangan ini telah dilakukan akuisisi 3D (3 dimensi) seismik untuk eksplorasi minyak dan gas yang terbentuk antara zaman Jurassic sampai Cretaceous. Keberadaan hidrokarbon pada lapangan ini ditunjukan dengan adanya fenomena bright spots dan gas chimneys pada bawah permukaan. Pada penelitian ini digunakan dua metode dalam penentuan persebaran zona reservoir yaitu seismik inversi Acoustic Impedance (AI) dan atribut seismik. Telah dilakukan kedua metode untuk mendapatkan beberapa parameter sifat fisik batuan yang dapat membantu dalam memetakan distribusi reservoir pada lapangan "F3". Dari hasil integrasi keduanya, menunjukkan bahwa reservoir batu pasir pada lapangan ini mengandung hidrokarbon yang diidentifikasi oleh prosentase dari porositas yaitu 36-40 %. dan AI 11.852-13.620 (ft/s)(g/cc). Zona dengan porositas pada peta struktur telah diperoleh dengan slicing peta AI dan peta atribut porositas. Berdasarkan zona porositas reservoir didapat tiga zone prospek yang tersebar di bagian Utara yaitu zona 1 yang sudah memang dilakukan pengeboran well log sumur F03-02, bagian sebelah Timur di dekat sumur F03-04 yaitu zona 2 dan Selatan di zona 3 merupakan daerah yang belum dilakukan eksplorasi terbukti belum adanya sumur pada daerah ini. Hasil yang didapat dari*

studi ini menunjukkan bahwa daerah zona (3) merupakan daerah yang paling potensial untuk eksplorasi, dikarenakan pada zona 3 yang merupakan zona prospek yang belum tereksplorasi.

Kata kunci: atribut seismik, porositas, *bright spots*, *gas chimneys*, *AI*

**ANALYSIS OF PHYSICAL PROPERTIES
RESERVOIR USING ACOUSTIC IMPEDANCE (AI)
SEISMIC INVERSION AND MULTIATTRIBUTE
(CASE STUDY FIELD F3)**

Name : Deby Nur sanjaya
NRP : 1110100056
Major : Fisika, FMIPA-ITS
Advisor I : Prof. Dr.rer.nat Bagus Jaya Santosa,
S.U
Advisor II : Dr. Dwa Desa Warnana

Abstract

*Field F3 is a block in the Netherlands sector of the North Sea. In this field has been carried out the acquisition of 3D (three dimensional) seismic exploration for oil and gas that is formed between the Jurassic to the Cretaceous. The presence of hydrocarbons in the field shown by the phenomenon of bright spots and gas chimneys on the bottom surface. In this study two methods were used in determining the distribution of the reservoir zone is seismic inversion Acoustic impedance (AI) and seismic attributes. Have done both methods to obtain some parameters of physical properties of rocks that can assist in mapping the distribution of the reservoir in the field "F3". From the results of the integration of the two, indicating that the reservoir sandstone in this field contains hydrocarbons identified by percentage of porosity is 36-40%. and AI 11852-13620 (ft / s) * (g / cc). Porosity zones on the map structure has been obtained by slicing AI maps and map attributes porosity. Based on the obtained three-zone reservoir porosity zone scattered prospects in the northern part of that zone 1 which had indeed done well drilling well log F03-02, in the eastern part of the well F03-04 is zone 2 and zone 3 South in an area that has not been done*

absence of proven exploration wells in this area. The results of this study indicate that the local zone (3) is the most potential areas for exploration, because the zone 3 which is a prospect that has not been exploited zones.

Keywords: seismic attributes, porosity, bright spots, gas chimneys, AI

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT atas segala limpahan rahmat berkah, rahmat, dan petunjukNya atas nikmat iman, islam, dan ikhsan yang diberikan kepada penulis sehingga dapat menyelesaikan laporan Tugas Akhir (TA) ini dengan optimal dan tepat waktu. Sholawat serta salam senantiasa tercurahkan kepada Rasulullah, Nabi Muhammad SAW yang telah menuntun kami dari kebodohan menuju cahaya kebenaran.

Tugas Akhir (TA) ini penulis susun untuk memenuhi persyaratan menyelesaikan pendidikan strata satu (S1) di Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya. Tugas Akhir ini ditulis dengan judul :

“Analisa Sifat Fisis Reservoir Menggunakan Metode Seismik Inversi Acoustic Impedance (AI) dan Multiatribut (Studi Kasus Lapangan F3)”

Penulis persembahkan kepada masyarakat Indonesia guna berpartisipasi untuk mengembangkan ilmu pengetahuan dalam bidang sains dan teknologi.

Penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada pihak-pihak yang membantu penyusunan laporan Tugas Akhir (TA) dan proses penelitiannya.

1. Kedua orang tua tercinta. Ibu Nur Hayati dan Bapak Sunaryo yang telah memberikan semua hal terbaik bagi penulis sejak kecil sampai dewasa.
2. Adik Yasril BNB seluruh dukungan, doa, dan motivasi yang diberikan kepada penulis.
3. Bapak Prof. Dr.rer.nat Bagus Jaya Santosa, S.U dan Dr. Dwa Desa Warnana selaku dosen pembimbing yang telah membagi

- pengalaman serta memberikan pengarahan selama proses penelitian dan penyusunan laporan.
4. LEMIGAS yang telah memberikan pengalaman, ilmu, serta bimbingannya.
 5. Bapak dan Ibu dosen jurusan fisika yang telah berkenan membagi ilmunya selama penulis belajar di jurusan Fisika
 6. Mulyadi yang telah bersedia menjadi teman shearing ilmu dalam pengerjaan tugas akhir.
 7. Astrid delia aisyah yang telah membantu dan memberikan motivasi dalam pengerjaan tugas akhir.
 8. Teman-teman Kombong Robot. FMIPA yang telah bersedia menemani dan menyediakan tempat kepada penulis dalam pengerjaan tugas akhir.
 9. Teman-teman geofiska (Fiska Bumi) yang menjadi teman belajar penulis.
 10. Senior-senior geofiska yang telah memberikan pengalaman-pengalaman dan ilmunya sehingga sangat memotivasi penulis dalam belajar.
 11. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu.

Penulis menyadari dalam penyusunan laporan ini masih jauh dari sempurna. Oleh karena itu penulis mohon kritik dan saran membangun dari pembaca guna menyempurnakan laporan ini demi kemajuan ilmu pengetahuan dan teknologi di masa mendatang. Akhir kata penulis berharap semoga laporan Tugas Akhir ini bermanfaat bagi semua pihak, terutama untuk pebnelitian selanjutnya. Amiin Ya Rabbal Alamiin.

Surabaya, Juni 2014

Penulis
debynursanjaya@gmail.co.id

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
COVER PAGE	ii
LEMBAR PENGESAHAN.....	iii
ABSTRAK.....	v
ABSTRACT	vii
KATA PENGANTAR	ix
DAFTAR ISI.....	xi
DAFTAR TABEL.....	xv
DAFTAR GAMBAR	xvii
DAFTAR LAMPIRAN	xxi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah.....	2
1.3 Batasan Masalah.....	3
1.4 Tujuan Penelitian.....	3
1.5 Manfaat Penelitian	4
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Geologi Regional.....	5
2.2 Ekspresi Bawah Permukaan	11
3.2.1 <i>Bright Spots</i>	11
3.2.2 Anomali Seismik yang Menyebabkan kebocoran	12
3.2.3 Gas-Chimneys.....	12
2.3 Karakterisasi Reservoir.....	13
2.4 <i>Well Logging</i>	14
2.4.1 <i>Log Gamma ray (GR)</i>	14
2.4.2 <i>Log Neutron porosity(NPHI)</i>	14
2.4.3 <i>Log Density(RHOB)</i>	15

2.4.4	<i>Log Sonic (DT)</i>	15
2.4.5	<i>Log Resistivity</i>	15
2.5	Seismik Refleksi	16
2.6	Hubungan Kecepatan Gelombang Seismik Dengan Parameter Resrvoar.....	17
2.7	Impedansi Akustik (AI)	20
2.8	Wavelet.....	21
2.9	Resolusi Seismik.....	22
2.10	Metode Seismik Inversi	24
2.11	Inversi <i>Modelbased</i>	26
2.12	Atribut Seismik.....	27
2.13	Teori Tranformasi Seismik Multi Atribut	31
2.13.1	Metode Regresi Linier (<i>Stepwise Linier Regression</i>).....	32
BAB III	METODOLOGI	35
3.1	Perangkat Lunak	35
3.2	Alur Kerja Penelitian	35
3.3	Pengumpulan Data.....	37
3.3.1	Base map	37
3.3.2	Data Sumur.....	37
3.3.2.1	Data <i>Checkshot</i>	38
3.3.2.2	Data <i>Marker</i>	39
3.3.3	Data Seismik.....	39
3.3.4	Data Horizon.....	39
3.4	Pengolahan Data	39
3.4.1	Pengolahan Data Sumur	39
3.4.1.1	Pemilihan Data Sumur.....	40
3.4.1.2	Koreksi Log Sonic.....	40
3.4.1.3	Loading Data	40
3.4.1.4	Analisa <i>Crossplot</i>	40
3.4.2	Pengolahan Data Seismik	40
3.4.2.1	Loading Data	40
3.4.2.2	Ekstrak Wavelet	41
3.4.2.3	<i>Well Seismic Tie</i>	42

3.4.2.4 <i>Picking Horizon</i>	43
3.5 Inversi Seismik	44
3.5.1 model Inisial	45
3.5.2 Analisa Inversi.....	46
3.5.3 Inversi AI.....	46
3.5.3.1 Inversi <i>Modelbased</i>	46
3.6 Analisa Multi Atribut <i>Porosity Property</i>	47
3.7 <i>Slice Horizon</i>	48
3.8 Intepretasi	48
BAB IV ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN	51
4.1 Analisis <i>Crossplot</i>	51
4.1.1 <i>Crossplot</i> Antara <i>Gamma Ray</i> dan Densitas	51
4.1.2 <i>Crossplot</i> Antara Densitas Dan Sonic (<i>P-Wave</i>)..	54
4.2 Analisis Korelasi Sumur	56
4.3 Analisis <i>Well Seismic Tie</i>	57
4.4 Analisis Penampang Hasil Inversi.....	62
4.5 Analisis Multi Atribut Porositas	63
4.5.1 Membuat <i>Multi Attribute List</i>	63
4.5.2 Memilih Atrubut Porositas	64
4.5.3 Analisa <i>Training Result</i>	68
4.5.4 Analisa <i>Validation Multiple Atributte</i>	68
4.6 Intepretasi	70
BAB V KESIMPULAN	83
5.1 Kesimpulan.....	83
5.2 Saran	84
DAFTAR PUSTAKA	85
LAMPIRAN	89
BIOGRAFI PENULIS	93

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Tabel data sumur	38
Tabel 3.2	Data <i>checkshot</i> digunakan dalam sumur F03-02.....	38
Tabel 3.3	Data <i>checkshot</i> yang digunakan dalam sumur F03-02.....	39
Tabel 3.4	<i>List attributes</i> yang digunakan untuk <i>multiple attributte training</i> untuk <i>property</i> porositas	48
Tabel 4.1	Korelasi dari setiap sumur hasil dari well seismic tie	61
Tabel 4.2	<i>Multi Attribute Transform</i> ke-3: Amplitude weighted phase.....	66
Tabel 4.3	Nilai AI dan porositas di tiga zona interest	81

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Lokasi Lapangan F3 Southern North Sea Netherlands.....	5
Gambar 2.2	area studi Lapangan F3.....	6
Gambar 2.3	Sistem hidrokarbon bawah permukaan Northsea.....	9
Gambar 2.4	Fenomena <i>bright spot</i> di atas <i>flat spot</i> pada seismic.....	12
Gambar 2.5	Gelombang refleksi seismik	17
Gambar 2.6	Jenis-jenis wavelet 1) Zero Phase Wavelet, 2) Maximum Phase Wavelet, 3) Minimum Phase Wavelet, 4) Mixed Phase Wavelet.	22
Gambar 2.7	Efek interferensi, (a) ketebalan lapisan $> \textit{tuning thickness}$, (b) ketebalan lapisan $= \textit{tuning thickness}$, (c) ketebalan lapisan $< \textit{tuning thickness}$	23
Gambar 2.8	Magnitudo zona Fresnel.....	24
Gambar 2.9	Diagram alur pemodelan kedepan dan pemodelan kebelakang.....	25
Gambar 2.10	Macam-macam teknik inversi.	25
Gambar 2.11	Perbandingan <i>trace</i> data seismik beserta <i>quadrature</i> -nya dengan <i>trace Instantaneous Frequency</i>	30

Gambar 3.1	Diagram alir penelitian.....	36
Gambar 3.2	<i>Base Map</i> sumur-sumur pada lapangan “F3”	37
Gambar 3.3	Dengan <i>wavelength</i> 120 ms, <i>taper length</i> 19 ms, <i>sample rate</i> 4 ms, dan fasa konstan. Time shift terkecil di F03-04.....	41
Gambar 3.4	Respon waktu (kiri) dan respon frekuensi (kanan) dari <i>wavelet</i> sumur. Dengan <i>wavelength</i> 120 ms, <i>taper length</i> 19 ms, <i>sample rate</i> 4 ms, dan fasa konstan	42
Gambar 3.5	Contoh <i>well seismic tie</i> pada sumur F03-04.....	43
Gambar 3.6	Interpretasi <i>horizon (picking)</i> pada seismik konvensional di <i>inline</i> 722 yang melewati sumur F03-02	44
Gambar 3.7	Hasil <i>slicing time structure</i> pada horizon fs8	44
Gambar 3.8	Model inisial AI pada <i>inline</i> 442 dengan yang melewati sumur F04-03.....	45
Gambar 3.9	Hasil analisa inversi pada sumur F03-04.....	46
Gambar 3.10	Penampang Inversi AI <i>Modelbased</i> pada <i>inline</i> 442 yang melewati sumur F03-04 memperlihatkan hasil inversi <i>model based</i> cukup jelas untuk membedakan antara lapisan zona target .Terlihat dari nilai penampang <i>impedance</i> inversi relatif cocok dengan nilai <i>impedance</i> dari sumur.....	47
Gambar 4.1.	Crossplot densitas vs <i>gamma ray</i>	52

Gambar 4.2 <i>Cross section</i> dari hasil <i>cross plot</i>	53
Gambar 4.3. <i>Cross section</i> antara densitas dan sonic.....	54
Gambar 4.4 Hasil <i>cross section</i> antara densitas dan sonic	55
Gambar 4.5. Korelasi sumur lapangan F3	57
Gambar 4.6 Sumur F03-04 dengan lebar windows 570 ms sampai dengan 970 ms	58
Gambar 4.7 Wavelet yang digunakan dalam pembuatan seismogram sintetik	59
Gambar 4.8 <i>Well seismic tie</i> pada sumur F03-04	61
Gambar 4.9 Hasil Inversi AI pada <i>inline</i> 422 yang melewati sumur F03-04. Terlihat dari nilai penampang <i>impedance</i> inversi relatif cocok dengan nilai <i>impedance</i> dari sumur.....	63
Gambar 4.10 Validasi <i>error</i> dari semua sumur	64
Gambar 4.11 <i>Error Plot Multi Attribute</i> . Rata-rata <i>error</i> disemua sumur	65
Gambar 4.12 <i>Crossplot multiple attributes</i> (Prediksi Porositas vs Aktual Porositas).....	67
Gambar 4.13 <i>Training Result</i> sumur F03-04, F03-02, F06-01, dan F02-01	68
Gambar 4.14 <i>Validation Multiple Attribute</i> F03-04, F03-02, F06- 01, dan F02-01	69

Gambar 4.15	Penampang porositas dari hasil multi atribut pada <i>inline</i> 442 yang melewati sumur F03-04.....	70
Gambar 4.16	Persebaran nilai impedansi akustik pada inlain 445	72
Gambar 4.17	Persebaran zona impedansi rendah di bawah horizon Fs8 dengn penambahan 30ms.....	72
Gambar 4.18	Persebaran zona impedansi rendah di bawah horizon Fs8 dengn penambahan 40ms.....	73
Gambar 4.19	Persebaran zona impedansi rendah di bawah horizon Fs8 dengn penambahan 50ms.....	73
Gambar 4.20	Persebaran nilai porositas pada inline 445.....	74
Gambar 4.21	Patahan pada formasi dengan atribut chaos (hitam) yang digunakan untuk identifikasi.....	76
Gambar 4.22	Persebaran zona porositas tinggi di bawah horizon Fs8 dengn penambahan 20ms.....	77
Gambar 4.23	Persebaran zona porositas tinggi di bawah horizon Fs8 dengn penambahan 30ms.....	77
Gambar 4.24	Persebaran zona porositas tinggi di bawah horizon Fs8 dengn penambahan 50ms.....	78
Gambar 4.25	Persebaran lateral reservoir berdasar nilai AI	79
Gambar 4.26	Persebaran lateral reservoir berdasar nilai porositas	80

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Untuk memenuhi kebutuhan sumber energi manusia dengan berbagai kemampuannya berusaha untuk mengembangkan teknologi agar dapat mencari, mengidentifikasi dan mendeskripsikan keberadaan sumberdaya energi tersebut. Hingga saat ini belum ada metode yang mampu untuk mendiskripsikan dengan tepat keberadaan suatu sumberdaya energi khususnya hidrokarbon di bawah permukaan bumi dari hasil pengukuran permukaan bumi. Atau dengan kata lain, belum ada metode yang dapat diandalkan untuk dapat meramalkan keadaan bawah permukaan dengan tepat dari hasil pengukuran di permukaan bumi. Namun demikian berbagai usaha dilakukan dengan pengukuran fisik yang dilanjutkan dengan pendekatan pengolahan secara terinci dengan menggunakan berbagai hukum fisika, matematika dan geologi. Peramalan keadaan geologi bawah permukaan dapat dilakukan untuk mendapatkan ketepatan yang baik. Metode yang digunakan untuk melakukan peramalan keadaan bawah permukaan dengan pengukuran parameter fisik di permukaan disebut metode geofisika (Santoso, 2012).

Seismik inversi adalah suatu teknik pembuatan model geologi bawah permukaan dengan data seismik sebagai input dan data geologi sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Pada metode inversi, tampilan impedansi akustik (AI) menghasilkan perlapisan yang lebih interpretatif dalam memetakan keadaan bawah permukaan karena metode inversi ini mentransformasi data seismik refleksi ke dalam sifat bantuan secara kuantitatif dan reservoir secara deskriptif (Pendrel, 2000). Oleh karena itu impedansi akustik (AI) dapat digunakan sebagai indikator litologi, porositas jenis hidrokarbon dan karakteristik reservoir.

Dewasa ini telah dikembangkan metode baru untuk membantu dalam melakukan interpretasi data seismik, yakni

metode atribut seismik. Banyak definisi yang diberikan mengenai seismik atribut. Barnes (1999) mendefinisikan atribut seismik sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang dapat didisplay pada skala yang sama dengan data orisinal. Brown (2000) mendefinisikan suatu atribut sebagai derivatif suatu pengukuran seismik dasar. Informasi dasar atribut seismik adalah waktu, amplitudo, frekuensi dan atenuasi, yang kemudian digunakan sebagai dasar klasifikasi atribut oleh Brown. Metode ini menghasilkan data atribut sesaat yang akan mempermudah dalam interpretasi data seismik dan memperjelas kenampakan anomali amplitudo. Mengingat metode ini berhubungan dengan anomali amplitudo sebagai indikator hidrokarbon langsung (*Direct Hydrocarbon Indicator*).

Hal tersebut di atas yang menjadi latar belakang penulis untuk melaksanakan penelitian ini. AI akan memberikan deskripsi geologi bawah permukaan yang lebih detail daripada seismik konvensional, karena umumnya amplitudo pada seismik konvensional memberikan deskripsi batas antar lapisan dengan resolusi vertikal terbatas, sementara AI dapat mendeskripsikan karakter di dalam lapisan itu sendiri. Diharapkan dengan inversi AI dan integrasi seismik atribut pada lapangan F3 ini dapat mengidentifikasi potensial hidrokarbon serta deskripsi sifat fisik batuan yang optimal, juga membantu dalam pencarian daerah pengembangan selanjutnya.

1.2 Perumusan Masalah

Permasalahan yang dihadapi dalam melakukan tugas akhir ini adalah:

1. Bagaimana melakukan analisa posisi reservoir dan ketebalannya berdasarkan analisa *crossplot*?
2. Bagaimana melakukan inversi AI dan analisa multiatribut untuk mendapatkan besar nilai AI dan porositas pada reservoir sasaran?
3. Bagaimana penentuan zona interest yang akan dijadikan usulan?

4. Bagaimana hasil dari inversi AI dan multiatribut dibandingkan dengan seismik konvensional?

1.3 Batasan Masalah

Dalam studi ini dibuat penyederhanaan terhadap permasalahan untuk lebih memfokuskan pembahasan. Pembatasan masalah tersebut meliputi:

1. Data seismik dan data sumur yang digunakan pada studi ini merupakan data lapangan F3 yang terletak di laut utara Belanda.
2. Data seismik yang digunakan berupa data seismik 3D *post-stack*.
3. Data sumur yang digunakan meliputi 4 sumur *checkshot* diperoleh dari semua sumur.
4. Studi difokuskan pada inversi AI dan seismik multi atribut yang digunakan untuk penentuan sifat fisis dan zona interes dari formasi.
5. metode inversi yang digunakan adalah inversi *Modelbased*.
6. *Software* yang digunakan adalah Hampson-Russel dan Petrel.

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah:

1. Melakukan analisa posisi reservoir dan ketebalannya berdasarkan analisa *crossplot*.
2. Melakukan inversi AI dan analisa multiatribut untuk mendapatkan besar nilai AI dan porositas pada reservoir sasaran.
3. Memberikan saran alternatif penempatan sumur baru berdasarkan nilai AI, distribusi porositas dan peta struktur waktu.
4. Mengetahui kelebihan hasil dari inversi AI dan multiatribut dibandingkan dengan intepretasi langsung dengan seismik konvensional.

1.5 Manfaat Penelitian

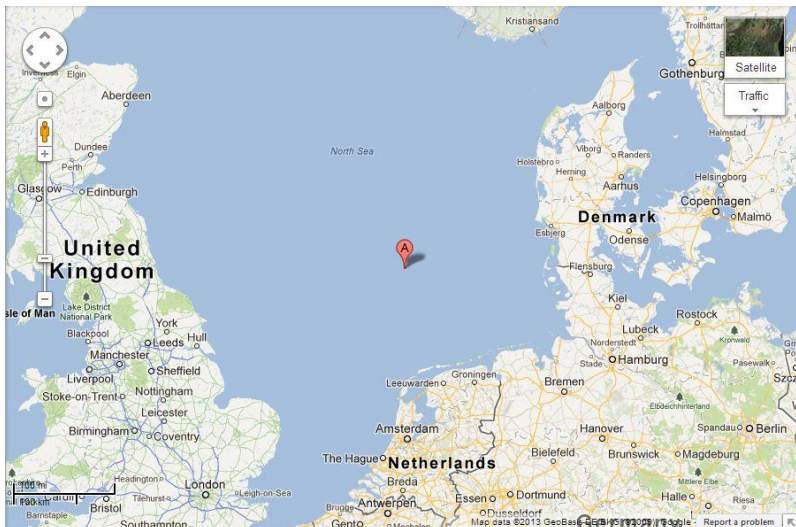
Aplikasi inversi AI dan multi atribut diharapkan dapat memberikan informasi dan identifikasi reservoir potensial hidrokarbon secara lebih akurat dan dapat digunakan sebagai salah satu acuan dalam menentukan daerah pengembangan baru sehingga dapat membantu meningkatkan produksi lapangan “F3”.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi regional

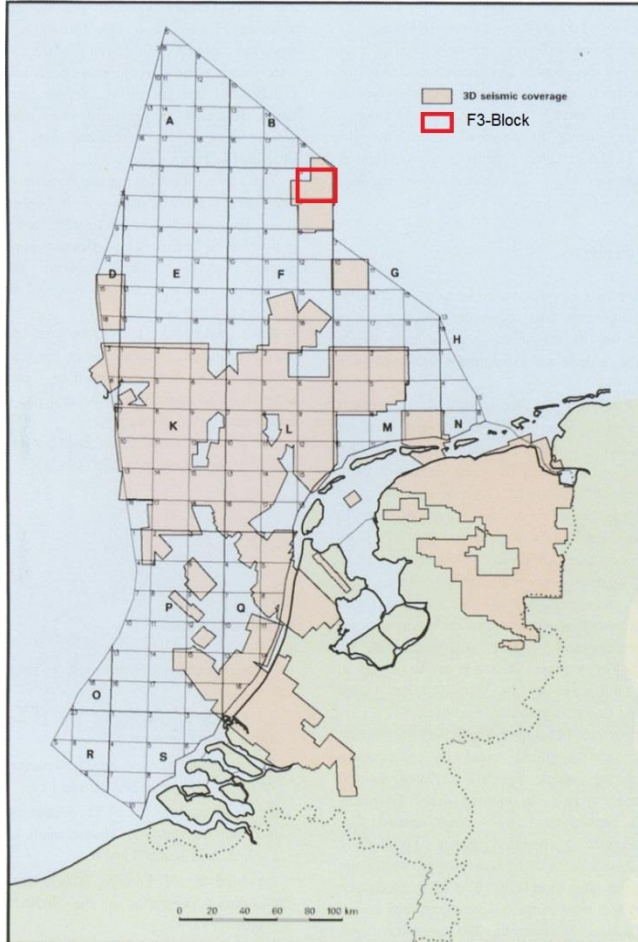
Lapangan F3 **Gambar 2.1** adalah sebuah blok di sektor Belanda di Laut Utara. Pada Lapangan ini telah dilakukan akuisisi 3D seismik untuk eksplorasi minyak dan gas yang terbentuk pada zaman antara Jurassic sampai Cretaceous. Pada kedalaman di atas 1200 ms terdapat reflektor yang terbentuk pada zaman Miosen, Pliosen, dan Pleistosen. *Sigmoidal-bedding* pada skala besar dengan mudah terlihat yang terdiri dari deposit sistem *fluviodeltaic* berskala besar yang menguras sebagian besar dari wilayah Laut Baltik (Rensen et al, 1997; Overeem et al, 2001).



Gambar 2.1 Lokasi Lapangan F3 Southern North Sea Netherlands

Paket delta terdiri dari pasir dan serpih, dengan porositas keseluruhan cukup tinggi (20-30%). Di daerah tersebut terdapat beberapa *carbonate-cemented streaks*. Sejumlah fitur menarik

dapat diamati di sini. Fitur yang paling mencolok adalah *sigmoidal-bedding* pada skala besar, *downlap*, *toplap*, *onlap*, dan struktur pemotongan.



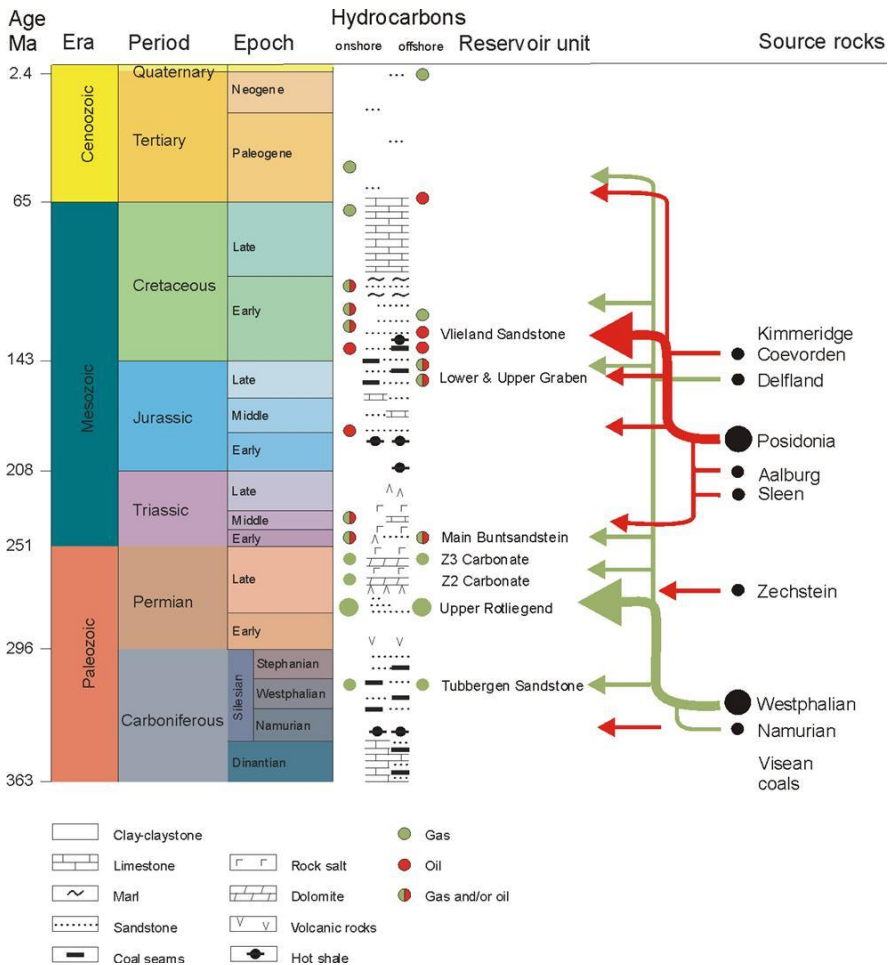
Gambar 2.2 area studi Lapangan F3 (Rondeel dkk., 1996)

Pengembangan struktural dan pengendapan cekungan *Southern North Sea* telah didokumentasikan dengan baik. Pada skala besar, cekungan sedimen di *Southern North Sea* dapat dilihat sebagai sebuah cekungan yang didominasi oleh *rifting* dari zaman Mesozoik dengan fase *post-rift sag* Kenozoikum. *Rifting* sudah dimulai pada zaman Trias, dan memuncak dalam zaman Jurassic dan zaman Kapur Awal dengan berbagai fase tektonik ekstensional Kimmerian yang berkaitan dengan ketenangan tektonik dan penurunan dari cekungan, dengan pengecualian beberapa pergerakan kompresial tektonik selama era Kapur Akhir dan Tersier. Selama fase *post-rift*, sebagian besar cekungan mengakumulasi lapisan tebal sedimen dalam bagian yang sangat besar. Dalam cekungan sedimen ini batuan sumber hidrokarbon yang paling menonjol adalah *Westphalian coalbads* untuk gas, dan serpih *Lower Jurassic Posidonia* untuk minyak. Dorongan terakhir tektonik regional yang signifikan terjadi selama Mid-Miosen, sehingga membentuk ketidak selarasan Mid-Miosen. Permukaan ini sekarang terkubur di kedalaman yang berkisar dari sekitar 1000 – 1500 m. Batuan sedimen yang terkait dengan gas dangkal yang dibahas dalam paper ini termasuk dalam urutan sedimen klastik setelah Mid-Meosen (Schroot et al, 2003).

Dari akhir Miosen dan seterusnya, jumlah unit seismo-stratigrafi yang besar mempresentasikan system kipas aluvial yang kompleks, yang berasosiasi dengan deposit pro delta. Secara bertahap sistem tersebut berkembang menjadi sebuah delta fluvial dan dataran aluvial, yang muncul dari timur atas ketidak selarasan Mid-Miosen. Unit berbentuk irisan ini mempresentasikan material dari sistem sungai Baltik yang didominasi pasir kuarsa yang matang, kasar dan *gravelly* di timur, dan agak halus ke arah barat dekat pusat graben dengan *thinning* dan *pinching* ke arah barat dan timur. Keseluruhan pendangkalan daerah berlangsung bertahap dengan berjalannya waktu. Fluktuasi pada permukaan laut bersama-sama dengan gerakan *eustatic* dengan pergeseran *depocenter* deposit regresif dan transgresif, yang bergabung dalam siklus sedimen. Dalam siklus ini, fasies laut terletak di sebelah

barat fasies darat (kemudian pada akhir zaman pleistosen awal, siklus ini berubah menjadi arah barat laut-tenggara). Hanya di bagian paling selatan, deposit Pliosen-pleistosen terbentang jauh lebih tua di atas deposito Tersier. Di area yang sama, deposito karang yang sangat lokal terbentuk di zaman Pliosen-Pleistosen, hal ini mirip dengan *outcropping* yang saat ini terdapat di *East Anglia*. (Cameron et al, 1992). Garis pantai yang bergeser di laut Utara Belanda dan sekitarnya berlangsung dari akhir Pliosen sampai mengakibatkan berbagai macam lingkungan sedimentasi dari ukuran butir.

Keberadaan *source rock* utama untuk minyak, *Posidonia shale*, terdapat pada era Mesozoic. *Pesidonia shale* kemudian terakumulasi kedalam unit *reservoir* utama *Vieland Sandstone* dimana ini menjadi sebuah channel yang terletak pada kurun waktu *Early Cretaceous*. Keberadaan *source rock* utama untuk gas, *Westphalian coals*, terdapat pada era Paleozoic. *Westphalian coals* kemudian juga terakumulasi ke dalam unit *reservoir* utama *Vieland Sandstone* dan nampak sebagai *shallow hydrocarbon*. *Petroleum system* daerah penelitian secara jelas dapat dilihat pada gambar.2.3 Panah-panah (merah dan hijau) menunjukkan asal *source rock* yang berasosiasi dengan *reservoir* minyak/gas(Jager dan Geluk, 2007).



Gambar 2.3 Sistem hidrokarbon bawah permukaan Northsea
(Jager dan Geluk, 2007)

Di bagian selatan Belanda, bahan utama Pleistosen klastik berasal dari bagian tenggara atau selatan, jarang berasal dari

bagian barat. Pada akhir Pleistosen Tengah, garis pantai terletak di bagian utara Belanda. Namun, transgresi sesekali mengganggu kondisi di dataran aluvial sampai ke daerah selata pantai utara Belanda saat ini. Sedimen ini didominasi pasir dengan sedikit lempung dan gambut. *Channelling* banyak terbentuk dan *continuous reflector* sangat jarang terjadi. Pasir yang berasal dari sungai Rhine mencakup setengah bagian dari Utara Belanda (Bobby, 2011).

Pembentukan glasial pertama yang mempengaruhi kondisi pengendapan di Laut Utara Belanda secara langsung dinamakan *Glaciation Elsterian* (Laban, 1995). Massa es yang berasal dari Skandinavia dan Inggris terakumulasi dan tersebar di sebagian besar daerah Belanda, hanya area $52^{\circ}30'S$ yang terbebas dari massa es tersebut. Kondisi sedimentasi telah berubah sepenuhnya: saluran glasial mencapai kedalaman 400 m sedang digali, terutama dalam *EW belt* yang melewati sektor Belanda pada 53° dan $54^{\circ}20'N$ (Laban, 1995). Sedimen umumnya terdiri dari deposit planar glasial lempung dan cekungan berpasir, sedangkan di dalam *channel* terdapat basal kasar yang *chaotic* ditutupi oleh laminasi, berlempung, endapan danau berasosiasi dengan lempung dan pasir yang berkaitan dengan transgresi dari interglasial dibagian atas. Pasokan es mempengaruhi patahan yang sudah ada sebelumnya dan pergerakan tektonik garam, sedangkan saluran glasial mengganggu kelanjutan sedimentasi dan menciptakan jalur untuk cairan dan gas. Penyumbatan yang disebabkan oleh es di wilayah Laut Utara menyebabkan pengalihan aliran sungai yang sebelumnya mengalir ke barat melalui Selat Dover menjadi ke Teluk Biscay.

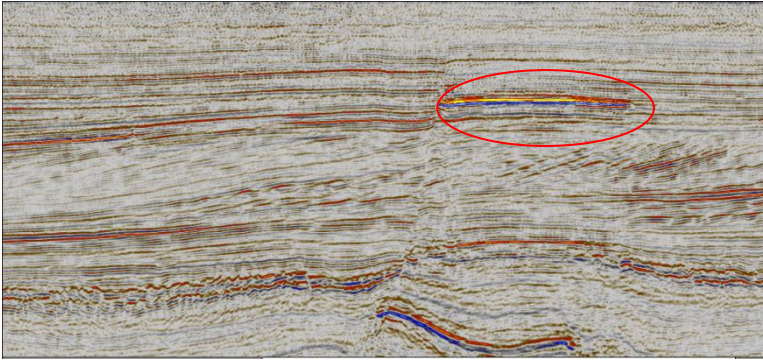
Transgresi Holsteinian telah mengakibatkan sebagian besar bagian Utara sektor Belanda terbentuk dalam lembaran pasir pada transgresi laut dengan beberapa lempung dekat batas daerah transgresi. Penghubung di sekitar batas dari daerah bekas es Elsterian secara bertahap menghilang. Glasial Saalian yang berikutnya membawa es Skandinavia ke bagian Timur sektor Belanda dimana terdapat *tills*, lempung glasial dan *outwash*

berpasir. Saluran glasial jumlahnya lebih sedikit dan jauh lebih dangkal, tapi dorongan es dan cekungan lidah lebih umum terjadi. Transgresi Eemian akhir bergabung dengan sisa-sisa dari kondisi glasial morfologi dasar laut yang membentuk lembaran tanah liat tersimpan di dalam depresi, dimana yang terbesar berpusat di sekitar Brown Ridge (Cameron et al, 1992). Lembaran-lembaran *clay* ini mampu mempertahankan gas di dekat dasar laut. Es Inggris yang berasal dari glasial termuda, yakni Weichselian, yang menutupi wilayah Barat laut dari Laut Utara Belanda menyebabkan deposit yang terdiri dari lempung, pasir dan glasial dan saluran glasial. *Dogger bank* yang terdiri dari pasir glasial dengan ketebalan yang cukup dibentuk ulang oleh transgresi berikutnya. Di tempat lain, di luar batas es, pasir diskontinu yang tertiuap angin dan saluran fluvial dapat di temukan. Saluran glasial dan fluvial ini, besar dan kecil, mungkin berisi gas yang telah tersebar.

2.2 Ekspresi bawah permukaan

2.2.1 Bright spots

Salah satu indikator langsung adanya hidrokarbon yang paling terkenal pada data seismik adalah *bright spot*. *Bright spot* adalah anomali amplitudo yang tinggi disebabkan oleh penurunan yang kuat dalam impedansi akustik di bagian atas dari suatu reservoir yang diisi dengan hidrokarbon. Efek *bright spot* berkurang sejalan dengan kedalaman yang bertambah besar, dan lebih kuat indikasinya terhadap gas dibandingkan dengan minyak, sehingga contoh *bright spot* umumnya berhubungan dengan reservoir gas dangkal. Jika reservoirnya cukup tebal, biasanya ditandai dengan amplitudo tinggi dengan fasa yang berlawanan, yang disebabkan oleh kontras impedansi pada *gas-water contact* (*flat spot*). Dalam hal ini, pada unit reservoir tipis, dua refleksi tidak dapat dibedakan **Gambar 2.4** menunjukkan contoh dari survei 3D di blok F3 seperti *bright spot* di atas *flat spot* (Baum, et al, 1996).



Gambar 2.4 Fenomena *bright spot* di atas *flat spot* pada seismik

2.2.2 Anomali seismik yang mengindikasikan kebocoran

Istilah “anomali seismik yang mengindikasikan kebocoran” digunakan untuk menggambarkan ekspresi bawah permukaan yang mungkin berkaitan dengan kebocoran atau rembesan. Ini adalah istilah objektif dan deskriptif, yang akan mencakup lebih interpretatif *gas-chimneys*, yang sering ditemukan dalam literatur tentang migrasi hidrokarbon. Fenomena seperti indikasi langsung dari kebocoran di sepanjang lintasan patahan, dan akumulasi gas yang lebih kecil ditunjukkan dengan amplitudo yang tinggi terletak di sepanjang sisi-sisi lembah glasial. (Bobby, 2011)

2.2.3 Gas-chimneys

Salah satu jenis anomali seismik yang mengindikasikan kebocoran hidrokarbon adalah *Gas-chimneys*. *Gas-chimneys* atau *seismik-chimneys* adalah gangguan vertikal dalam data seismik yang ditafsirkan terkait dengan gerakan fluida atau gas bebas ke atas (Heggland et al, 2000) dan (Meldahl et al, 2001) telah melaporkan contoh pada *seismik-chimneys*, juga menunjukkan nilai tambah system deteksi otomatis dan analisis fitur ini dalam data *cube* seismik 3D. Mereka menyebutkan bahwa sebagian besar gangguan vertikal dicirikan oleh amplitudo seismik yang rendah, dan koherensi rendah

2.3 Karakterisasi Reservoir

Karakterisasi reservoir didefinisikan sebagai suatu proses untuk menjelaskan karakter reservoir secara kuantitatif dan atau secara kualitatif menggunakan semua data yang ada. Analisis atau karakterisasi reservoir seismik didefinisikan sebagai suatu proses untuk menjelaskan karakter reservoir secara kualitatif dan atau kuantitatif menggunakan data seismik sebagai data utama (Sukmono, 2001).

Ada tiga bagian pada proses analisis reservoir seismik, yaitu delineasi, deskripsi, dan monitoring (Sukmono, 2001). Delineasi reservoir didefinisikan sebagai delineasi geometri reservoir, termasuk di dalamnya sesar dan perubahan fasies yang dapat mempengaruhi produksi reservoir. Deskripsi reservoir adalah proses untuk mengetahui sifat fisika reservoir seperti porositas, permeabilitas, saturasi, dan analisis fluida pori. Monitoring reservoir diasosiasikan dengan monitoring perubahan sifat fisika reservoir selama proses produksi hidrokarbon dari reservoir.

Secara umum karakteristik reservoir dipengaruhi oleh parameter-parameter berikut

1. Distribusi ukuran butir dan pori.
2. Porositas dan permeabilitas dari reservoir.
3. Fluida pori.
4. Distribusi fasies dan lingkungan pengendapan.
5. Deskripsi dari cekungan dan tubuh reservoir.

Data yang digunakan untuk karakterisasi reservoir adalah data seismik dan data sumur (terutama log *sonic* dan log densitas). Masing-masing data mempunyai kelebihan dan kekurangan. Untuk meningkatkan kelebihan dan mengurangi kelemahan dibutuhkan analisis yang terintegrasi.

Tugas akhir ini berhubungan dengan proses deskripsi reservoir. Dengan menggunakan metoda inversi dibantu dengan multi atribut, berusaha untuk memberikan informasi penyebaran AI dan porositas dari reservoir daerah penelitian lapangan “F3”.

2.4 *Well Logging*

Dalam karakterisasi reservoir dibutuhkan informasi sifat-sifat fisika reservoir untuk memperkirakan porositas, permeabilitas, dan kandungan fluidanya. Informasi tersebut diperoleh dan diturunkan dari data log sumur (*wireline logs*) meliputi: *log gamma-ray*, *log neutron*, *log sonic*, *log density* dan *log resistivity*. Data petrofisika dapat diintegrasikan dengan data seismik untuk membantu ekstraksi parameter-parameter fisika reservoir.

2.4.1 *Log Gamma-Ray (GR)*

Log gamma-ray adalah metoda untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan tersebut diantaranya Uranium, Thorium, Potassium, dan Radium.

Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat dalam *shale* dan sedikit sekali terdapat dalam *sandstone*, *limestone*, *dolomite*, *coal*, atau *gypsum*. Oleh karena itu *shale* akan memberikan respon *gamma ray* yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan yang lainnya.

2.4.2 *Log Neutron Porosity (NPHI)*

Pengukuran *log neutron porosity* pada evaluasi formasi ditujukan untuk mengukur indeks hidrogen yang terdapat pada formasi batuan. Indeks hidrogen didefinisikan sebagai rasio dari konsentrasi atom hidrogen setiap sentimeter kubik batuan terhadap kandungan air murni pada suhu 75°F.

Jadi *log neutron porosity* tidak mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Secara sederhana, semakin berpori batuan maka semakin banyak kandungan hidrogen dan semakin tinggi indeks hidrogennya. Sebagai contoh *shale* yang banyak

mengandung hidrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi.

2.4.3 Log Density (RHOB)

Log density digunakan untuk mengukur densitas batuan di sepanjang lubang bor. Densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari matriks batuan dan fluida yang terdapat pada pori. Prinsip kerja alatnya adalah dengan emisi sumber radioaktif. Semakin padat batuan semakin sulit sinar radioaktif tersebut teremisi dan semakin sedikit emisi radioaktif yang terhitung oleh penerima.

2.4.4 Log Sonic (DT)

Log sonic merupakan log radioaktif yang menggambarkan waktu tempuh kecepatan suara, yang kemudian dipantulkan kembali dan direkam oleh *receiver*. Waktu yang diperlukan gelombang suara untuk sampai ke *receiver* disebut *transit time* (Δt). Besar kecilnya Δt yang melalui formasi bergantung pada besar dan jenis porositas serta kandungan fluidanya.

Konsep dasar *log sonic* adalah gelombang suara yang merambat pada formasi batuan, kecepatan perambatannya akan semakin besar pada formasi batuan yang lebih kompak dan semakin kecil kecepatan perambatannya pada formasi batuan yang lunak.

2.4.5 Log Resistivity

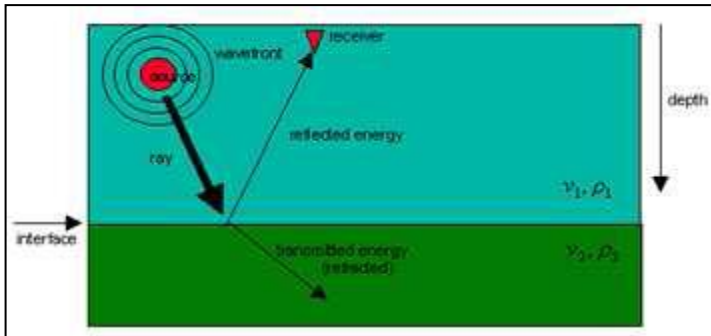
Resistivitas dari formasi adalah salah satu parameter utama yang diperlukan untuk menentukan saturasi hidrokarbon. Arus listrik dapat mengalir di dalam formasi batuan disebabkan konduktivitas dari air yang dikandungnya. Batuan kering dan hidrokarbon merupakan insulator yang baik kecuali beberapa jenis mineral seperti *graphite* dan sulfida besi. Resistivitas formasi diukur dengan cara mengirim arus langsung ke formasi,

seperti alat lateralog, atau menginduksikan arus listrik ke dalam formasi seperti alat induksi.(Fahmi, 2010)

2.5 Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi adalah sebuah metode geofisika yang merekam penjalaran gelombang seismik yang dipantulkan dari batas antara kedua buah medium batuan. Besar gelombang refleksi seismik berhubungan langsung dengan perubahan impedansi akustik (AI) diantara dua medium batuan tersebut. Semakin besar kontras antara dua medium tersebut, gelombang refleksinya akan semakin kuat. Seismic refleksi menggunakan gelombang elastis yang dipancarkan oleh suatu sumber getar yang biasanya berupa ledakan dinamit (pada umumnya digunakan di darat, sedangkan di laut menggunakan sumber getar (pada media air menggunakan sumber getar berupa air gun, boomer atau sparker) Gelombang yang dihasilkan dari ledakan tersebut menembus sekelompok batuan di bawah permukaan yang nantinya akan dipantulkan kembali ke atas permukaan melalui bidang reflektor yang berupa batas lapisan batuan. Gelombang yang dipantulkan ke permukaan ini diterima dan direkam oleh alat perekam yang disebut geophone (di darat) atau hydrophone (di laut) (Badley, 1985). Refleksi dari suatu horison geologi mirip dengan gema pada suatu muka tebing atau jurang. Metoda seismic repleksi banyak dimanfaatkan untuk keperluan Explorasi perminyakan, penentuan sumber gempa ataupun mendeteksi struktur lapisan tanah

Data seismik refleksi didapat dari gelombang pantul yang berasal dari batas medium bawah permukaan, data yang terekam merupakan fungsi waktu (t) yang memiliki kecepatan tertentu (v), untuk lebih jelasnya seperti yang digambarkan pada **Gambar 2.5.**



Gambar 2.5 Gelombang refleksi seismik (modifikasi dari Sherif, 1995)

Ada dua bentuk gelombang elastik, yaitu gelombang ruang (*body wave*) dan gelombang permukaan. Pada studi ini hanya menggunakan gelombang ruang saja. Gelombang ruang adalah gelombang yang merambat pada suatu media/material elastis. Ada dua jenis gelombang ruang, yaitu :

1. Gelombang kompresional atau gelombang P : gelombang yang arah gerakan partikelnya sejajar dengan arah perambatannya. Faktor yang mempengaruhi gelombang P antara lain : modulus *bulk*, modulus geser dan densitas. Gelombang ini dapat merambat dalam medium padat, cair dan gas serta mempunyai sensitifitas yang tinggi terhadap kandungan cairan/fluida dalam pori batuan.
2. Gelombang geser (*shear*) atau gelombang S : gelombang yang mempunyai arah gerakan partikel tegak lurus dengan arah perambatannya. Kecepatan gelombang S ini lebih rendah daripada gelombang P. Gelombang S hanya merambat pada medium padat.

2.6 Hubungan Kecepatan Gelombang Seismik dengan Parameter Reservoir

Hasil penelitian laboratorium menunjukkan adanya hubungan yang erat antara kecepatan gelombang seismik

longitudinal dan transversal (V_p dan V_s) dengan parameter reservoir antara lain porositas, rapat massa, Poisson's ratio, rigiditas, ketebalan formasi, litologi, kandungan lempung dan rekahan. Untuk medium tidak berpori, hubungan tersebut dapat diturunkan dari teori elastisitas (Rufaidah, 2005; Gassman, 1951) dan dinyatakan dengan perumusan:

$$\begin{aligned} V_p &= \left[\frac{E(1-\sigma)}{\rho(1+\sigma)(1-2\sigma)} \right]^{1/2} \\ &= \left[\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho} \right]^{1/2} \end{aligned} \quad (2.1)$$

$$\begin{aligned} V_s &= \left[\frac{E}{\rho^2(1+\sigma)} \right]^{1/2} \\ &= \left[\frac{\mu}{\rho} \right]^{1/2} \end{aligned} \quad (2.2)$$

dimana

- μ = Modulus geser
- ρ = Densitas
- K = Modulus elastisitas
- E = Modulus Young

Hubungan antara konstanta-konstanta elastis pada persamaan di atas dinyatakan oleh

$$\mu = \left[\frac{E}{2(1+\sigma)} \right] \quad (2.3)$$

$$K = \left[\frac{E}{3(1+2\sigma)} \right] \quad (2.4)$$

Jika V_p dan V_s diketahui, maka konstanta elastis yang berguna untuk mempelajari sifat-sifat petrofisika dapat diturunkan sebagai:

$$\text{Poisson's ratio} : \sigma = \frac{(V_p^2 - V_s^2)}{2(V_p^2 - V_s^2)}$$

$$\text{Modulus geser} : \mu = \rho V_s^2$$

$$\text{Modulus Elastisitas} : K = \rho(V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2)$$

Kecepatan penjalaran gelombang seismik dipengaruhi oleh faktor-faktor:

a. Litologi

Hubungan antara kecepatan gelombang seismik dengan litologi terdapat dua hal yang penting dan perlu diperhatikan (Rufaidah, 2005)

1. Untuk jenis litologi tertentu jangkauan (*range*) nilai kecepatan sangat lebar.
2. Terdapat tumpang tindih nilai kecepatan untuk jenis batuan yang berbeda.

b. Porositas dan Kandungan Fluida

Rufaidah (2005) dan Gassmann (1951) menggunakan persamaan kecepatan gelombang P dan gelombang S untuk medium berpori dan mengandung fluida.

$$V_p = \left\{ \left[\left(\frac{\beta}{C_m} + \frac{4}{3} \mu \right) \frac{(1-\beta)^2}{(1-\phi-\beta)C_m + \phi C_f} \right] \frac{1}{\rho} \right\}^{1/2} \quad (2.5)$$

$$V_s = \left[\frac{\mu}{\rho} \right]^{1/2} \quad (2.6)$$

dimana :

$$\rho = \phi \{ S_w \rho_w + (1 - S_w) \rho_h \} + (1 - \phi) \rho_m \quad (2.7)$$

C_b : Kompresibilitas batuan kondisi tidak mengandung fluida

C_s : kompresibilitas matrik batuan

C_f : kompresibilitas fluida di dalam pori-pori batuan

μ : modulus geser batuan untuk kondisi tidak mengandung fluida

Φ : porositas batuan

β : C_m / C_b

ρ_h : Densitas hidrokarbon

ρ_m : Densitas matriks

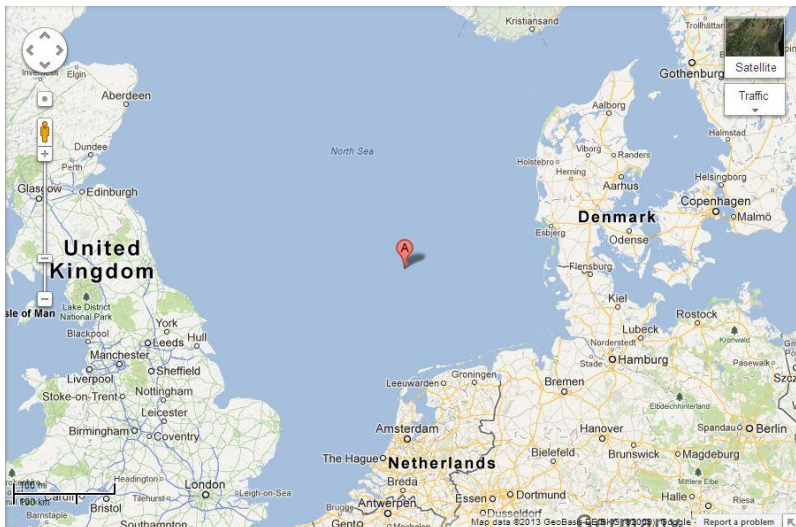
ρ_w : Densitas air

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi regional

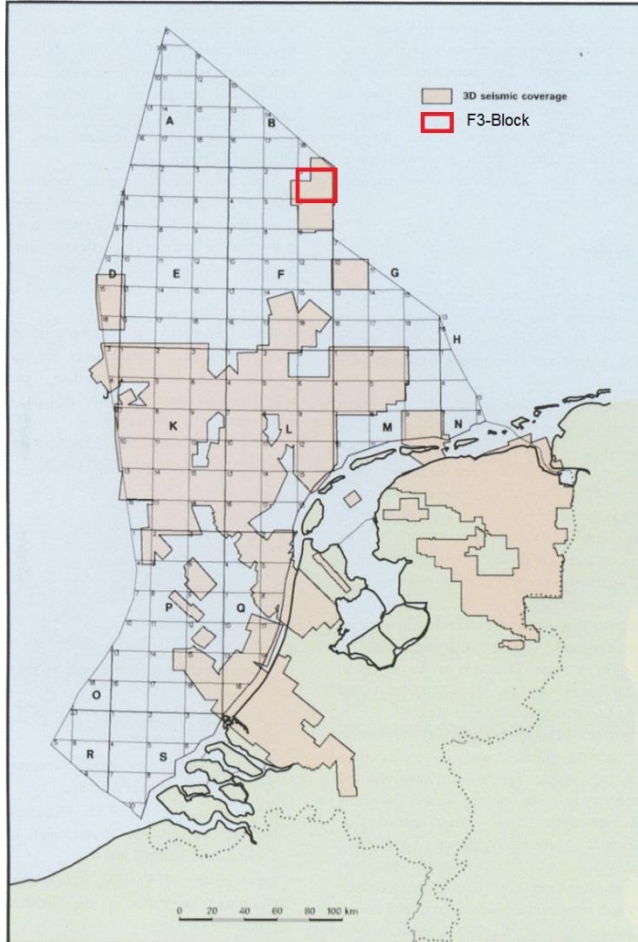
Lapangan F3 **Gambar 2.1** adalah sebuah blok di sektor Belanda di Laut Utara. Pada Lapangan ini telah dilakukan akuisisi 3D seismik untuk eksplorasi minyak dan gas yang terbentuk pada zaman antara Jurassic sampai Cretaceous. Pada kedalaman di atas 1200 ms terdapat reflektor yang terbentuk pada zaman Miosen, Pliosen, dan Pleistosen. *Sigmoidal-bedding* pada skala besar dengan mudah terlihat yang terdiri dari deposit sistem *fluviodeltaic* berskala besar yang menguras sebagian besar dari wilayah Laut Baltik (Rensen et al, 1997; Overeem et al, 2001).



Gambar 2.1 Lokasi Lapangan F3 Southern North Sea Netherlands

Paket delta terdiri dari pasir dan serpih, dengan porositas keseluruhan cukup tinggi (20-30%). Di daerah tersebut terdapat beberapa *carbonate-cemented streaks*. Sejumlah fitur menarik

dapat diamati di sini. Fitur yang paling mencolok adalah *sigmoidal-bedding* pada skala besar, *downlap*, *toplap*, *onlap*, dan struktur pemotongan.



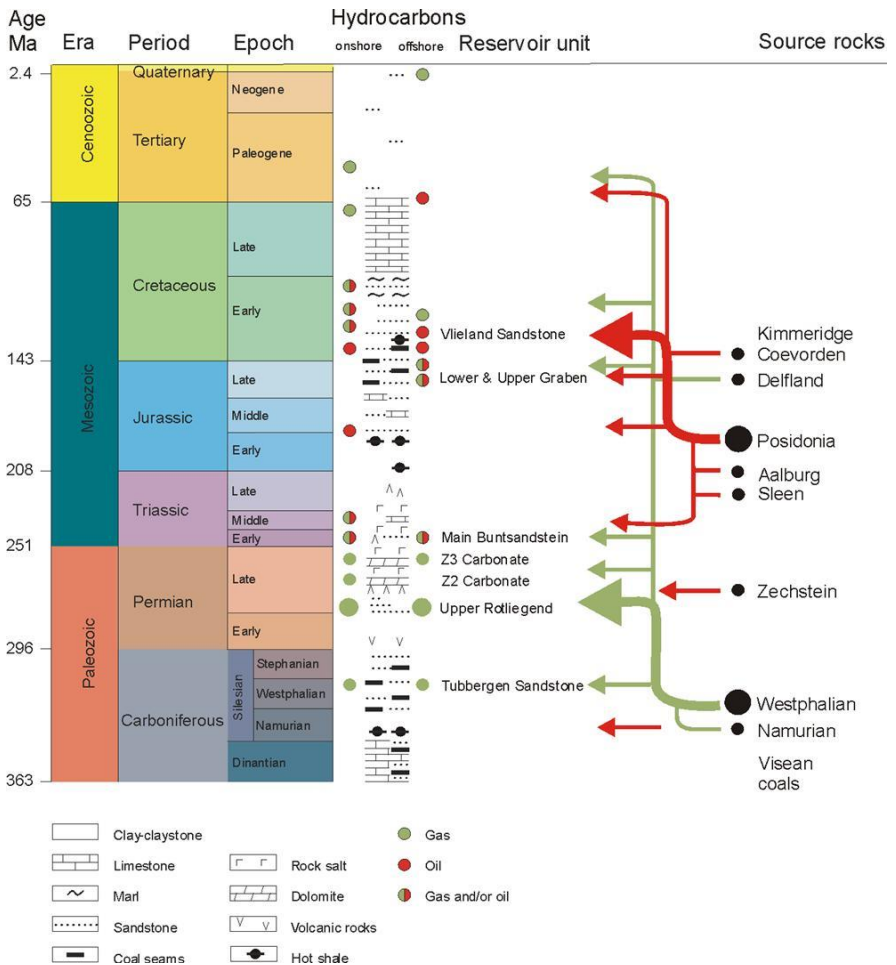
Gambar 2.2 area studi Lapangan F3 (Rondeel dkk., 1996)

Pengembangan struktural dan pengendapan cekungan *Southern North Sea* telah didokumentasikan dengan baik. Pada skala besar, cekungan sedimen di *Southern North Sea* dapat dilihat sebagai sebuah cekungan yang didominasi oleh *rifting* dari zaman Mesozoik dengan fase *post-rift sag* Kenozoikum. *Rifting* sudah dimulai pada zaman Trias, dan memuncak dalam zaman Jurassic dan zaman Kapur Awal dengan berbagai fase tektonik ekstensional Kimmerian yang berkaitan dengan ketenangan tektonik dan penurunan dari cekungan, dengan pengecualian beberapa pergerakan kompresial tektonik selama era Kapur Akhir dan Tersier. Selama fase *post-rift*, sebagian besar cekungan mengakumulasi lapisan tebal sedimen dalam bagian yang sangat besar. Dalam cekungan sedimen ini batuan sumber hidrokarbon yang paling menonjol adalah *Westphalian coalbads* untuk gas, dan serpih *Lower Jurassic Posidonia* untuk minyak. Dorongan terakhir tektonik regional yang signifikan terjadi selama Mid-Miosen, sehingga membentuk ketidak selarasan Mid-Miosen. Permukaan ini sekarang terkubur di kedalaman yang berkisar dari sekitar 1000 – 1500 m. Batuan sedimen yang terkait dengan gas dangkal yang dibahas dalam paper ini termasuk dalam urutan sedimen klastik setelah Mid-Meosen (Schroot et al, 2003).

Dari akhir Miosen dan seterusnya, jumlah unit seismo-stratigrafi yang besar mempresentasikan system kipas aluvial yang kompleks, yang berasosiasi dengan deposit pro delta. Secara bertahap sistem tersebut berkembang menjadi sebuah delta fluvial dan dataran aluvial, yang muncul dari timur atas ketidak selarasan Mid-Miosen. Unit berbentuk irisan ini mempresentasikan material dari sistem sungai Baltik yang didominasi pasir kuarsa yang matang, kasar dan *gravelly* di timur, dan agak halus ke arah barat dekat pusat graben dengan *thinning* dan *pinching* ke arah barat dan timur. Keseluruhan pendangkalan daerah berlangsung bertahap dengan berjalannya waktu. Fluktuasi pada permukaan laut bersama-sama dengan gerakan *eustatic* dengan pergeseran *depocenter* deposit regresif dan transgresif, yang bergabung dalam siklus sedimen. Dalam siklus ini, fasies laut terletak di sebelah

barat fasies darat (kemudian pada akhir zaman pleistosen awal, siklus ini berubah menjadi arah barat laut-tenggara). Hanya di bagian paling selatan, deposit Pliosen-pleistosen terbentang jauh lebih tua di atas deposito Tersier. Di area yang sama, deposito karang yang sangat lokal terbentuk di zaman Pliosen-Pleistosen, hal ini mirip dengan *outcropping* yang saat ini terdapat di *East Anglia*. (Cameron et al, 1992). Garis pantai yang bergeser di laut Utara Belanda dan sekitarnya berlangsung dari akhir Pliosen sampai mengakibatkan berbagai macam lingkungan sedimentasi dari ukuran butir.

Keberadaan *source rock* utama untuk minyak, *Posidonia shale*, terdapat pada era Mesozoic. *Pesidonia shale* kemudian terakumulasi kedalam unit *reservoir* utama *Vieland Sandstone* dimana ini menjadi sebuah channel yang terletak pada kurun waktu *Early Cretaceous*. Keberadaan *source rock* utama untuk gas, *Westphalian coals*, terdapat pada era Paleozoic. *Westphalian coals* kemudian juga terakumulasi ke dalam unit *reservoir* utama *Vieland Sandstone* dan nampak sebagai *shallow hydrocarbon*. *Petroleum system* daerah penelitian secara jelas dapat dilihat pada gambar.2.3 Panah-panah (merah dan hijau) menunjukkan asal *source rock* yang berasosiasi dengan *reservoir* minyak/gas (Jager dan Geluk, 2007).



Gambar 2.3 Sistem hidrokarbon bawah permukaan Northsea
(Jager dan Geluk, 2007)

Di bagian selatan Belanda, bahan utama Pleistosen klastik berasal dari bagian tenggara atau selatan, jarang berasal dari

bagian barat. Pada akhir Pleistosen Tengah, garis pantai terletak di bagian utara Belanda. Namun, transgresi sesekali mengganggu kondisi di dataran aluvial sampai ke daerah selata pantai utara Belanda saat ini. Sedimen ini didominasi pasir dengan sedikit lempung dan gambut. *Channelling* banyak terbentuk dan *continuous reflector* sangat jarang terjadi. Pasir yang berasal dari sungai Rhine mencakup setengah bagian dari Utara Belanda (Bobby, 2011).

Pembentukan glasial pertama yang mempengaruhi kondisi pengendapan di Laut Utara Belanda secara langsung dinamakan *Glaciation Elsterian* (Laban, 1995). Massa es yang berasal dari Skandinavia dan Inggris terakumulasi dan tersebar di sebagian besar daerah Belanda, hanya area $52^{\circ}30'S$ yang terbebas dari massa es tersebut. Kondisi sedimentasi telah berubah sepenuhnya: saluran glasial mencapai kedalaman 400 m sedang digali, terutama dalam *EW belt* yang melewati sektor Belanda pada 53° dan $54^{\circ}20'N$ (Laban, 1995). Sedimen umumnya terdiri dari deposit planar glasial lempung dan cekungan berpasir, sedangkan di dalam *channel* terdapat basal kasar yang *chaotic* ditutupi oleh laminasi, berlempung, endapan danau berasosiasi dengan lempung dan pasir yang berkaitan dengan transgresi dari interglasial dibagian atas. Pasokan es mempengaruhi patahan yang sudah ada sebelumnya dan pergerakan tektonik garam, sedangkan saluran glasial mengganggu kelanjutan sedimentasi dan menciptakan jalur untuk cairan dan gas. Penyumbatan yang disebabkan oleh es di wilayah Laut Utara menyebabkan pengalihan aliran sungai yang sebelumnya mengalir ke barat melalui Selat Dover menjadi ke Teluk Biscay.

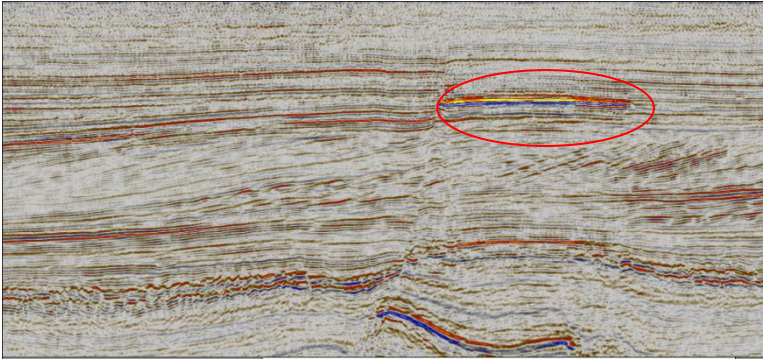
Transgresi Holsteinian telah mengakibatkan sebagian besar bagian Utara sektor Belanda terbentuk dalam lembaran pasir pada transgresi laut dengan beberapa lempung dekat batas daerah transgresi. Penghubung di sekitar batas dari daerah bekas es Elsterian secara bertahap menghilang. Glasial Saalian yang berikutnya membawa es Skandinavia ke bagian Timur sektor Belanda dimana terdapat *tills*, lempung glasial dan *outwash*

berpasir. Saluran glasial jumlahnya lebih sedikit dan jauh lebih dangkal, tapi dorongan es dan cekungan lidah lebih umum terjadi. Transgresi Eemian akhir bergabung dengan sisa-sisa dari kondisi glasial morfologi dasar laut yang membentuk lembaran tanah liat tersimpan di dalam depresi, dimana yang terbesar berpusat di sekitar Brown Ridge (Cameron et al, 1992). Lembaran-lembaran *clay* ini mampu mempertahankan gas di dekat dasar laut. Es Inggris yang berasal dari glasial termuda, yakni Weichselian, yang menutupi wilayah Barat laut dari Laut Utara Belanda menyebabkan deposit yang terdiri dari lempung, pasir dan glasial dan saluran glasial. *Dogger bank* yang terdiri dari pasir glasial dengan ketebalan yang cukup dibentuk ulang oleh transgresi berikutnya. Di tempat lain, di luar batas es, pasir diskontinu yang tertiuap angin dan saluran fluvial dapat di temukan. Saluran glasial dan fluvial ini, besar dan kecil, mungkin berisi gas yang telah tersebar.

2.2 Ekspresi bawah permukaan

2.2.1 Bright spots

Salah satu indikator langsung adanya hidrokarbon yang paling terkenal pada data seismik adalah *bright spot*. *Bright spot* adalah anomali amplitudo yang tinggi disebabkan oleh penurunan yang kuat dalam impedansi akustik di bagian atas dari suatu reservoir yang diisi dengan hidrokarbon. Efek *bright spot* berkurang sejalan dengan kedalaman yang bertambah besar, dan lebih kuat indikasinya terhadap gas dibandingkan dengan minyak, sehingga contoh *bright spot* umumnya berhubungan dengan reservoir gas dangkal. Jika reservoirnya cukup tebal, biasanya ditandai dengan amplitudo tinggi dengan fasa yang berlawanan, yang disebabkan oleh kontras impedansi pada *gas-water contact* (*flat spot*). Dalam hal ini, pada unit reservoir tipis, dua refleksi tidak dapat dibedakan **Gambar 2.4** menunjukkan contoh dari survei 3D di blok F3 seperti *bright spot* di atas *flat spot* (Baum, et al, 1996).



Gambar 2.4 Fenomena *bright spot* di atas *flat spot* pada seismik

2.2.2 Anomali seismik yang mengindikasikan kebocoran

Istilah “anomali seismik yang mengindikasikan kebocoran” digunakan untuk menggambarkan ekspresi bawah permukaan yang mungkin berkaitan dengan kebocoran atau rembesan. Ini adalah istilah objektif dan deskriptif, yang akan mencakup lebih interpretatif *gas-chimneys*, yang sering ditemukan dalam literatur tentang migrasi hidrokarbon. Fenomena seperti indikasi langsung dari kebocoran di sepanjang lintasan patahan, dan akumulasi gas yang lebih kecil ditunjukkan dengan amplitudo yang tinggi terletak di sepanjang sisi-sisi lembah glasial. (Bobby, 2011)

2.2.3 Gas-chimneys

Salah satu jenis anomali seismik yang mengindikasikan kebocoran hidrokarbon adalah *Gas-chimneys*. *Gas-chimneys* atau *seismik-chimneys* adalah gangguan vertikal dalam data seismik yang ditafsirkan terkait dengan gerakan fluida atau gas bebas ke atas (Heggland et al, 2000) dan (Meldahl et al, 2001) telah melaporkan contoh pada *seismik-chimneys*, juga menunjukkan nilai tambah system deteksi otomatis dan analisis fitur ini dalam data *cube* seismik 3D. Mereka menyebutkan bahwa sebagian besar gangguan vertikal dicirikan oleh amplitudo seismik yang rendah, dan koherensi rendah

2.3 Karakterisasi Reservoir

Karakterisasi reservoir didefinisikan sebagai suatu proses untuk menjelaskan karakter reservoir secara kuantitatif dan atau secara kualitatif menggunakan semua data yang ada. Analisis atau karakterisasi reservoir seismik didefinisikan sebagai suatu proses untuk menjelaskan karakter reservoir secara kualitatif dan atau kuantitatif menggunakan data seismik sebagai data utama (Sukmono, 2001).

Ada tiga bagian pada proses analisis reservoir seismik, yaitu delineasi, deskripsi, dan monitoring (Sukmono, 2001). Delineasi reservoir didefinisikan sebagai delineasi geometri reservoir, termasuk di dalamnya sesar dan perubahan fasies yang dapat mempengaruhi produksi reservoir. Deskripsi reservoir adalah proses untuk mengetahui sifat fisika reservoir seperti porositas, permeabilitas, saturasi, dan analisis fluida pori. Monitoring reservoir diasosiasikan dengan monitoring perubahan sifat fisika reservoir selama proses produksi hidrokarbon dari reservoir.

Secara umum karakteristik reservoir dipengaruhi oleh parameter-parameter berikut

1. Distribusi ukuran butir dan pori.
2. Porositas dan permeabilitas dari reservoir.
3. Fluida pori.
4. Distribusi fasies dan lingkungan pengendapan.
5. Deskripsi dari cekungan dan tubuh reservoir.

Data yang digunakan untuk karakterisasi reservoir adalah data seismik dan data sumur (terutama log *sonic* dan log densitas). Masing-masing data mempunyai kelebihan dan kekurangan. Untuk meningkatkan kelebihan dan mengurangi kelemahan dibutuhkan analisis yang terintegrasi.

Tugas akhir ini berhubungan dengan proses deskripsi reservoir. Dengan menggunakan metoda inversi dibantu dengan multi atribut, berusaha untuk memberikan informasi penyebaran AI dan porositas dari reservoir daerah penelitian lapangan “F3”.

2.4 *Well Logging*

Dalam karakterisasi reservoir dibutuhkan informasi sifat-sifat fisika reservoir untuk memperkirakan porositas, permeabilitas, dan kandungan fluidanya. Informasi tersebut diperoleh dan diturunkan dari data log sumur (*wireline logs*) meliputi: *log gamma-ray*, *log neutron*, *log sonic*, *log density* dan *log resistivity*. Data petrofisika dapat diintegrasikan dengan data seismik untuk membantu ekstraksi parameter-parameter fisika reservoir.

2.4.1 *Log Gamma-Ray (GR)*

Log gamma-ray adalah metoda untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang lubang bor. Unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan tersebut diantaranya Uranium, Thorium, Potassium, dan Radium.

Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat dalam *shale* dan sedikit sekali terdapat dalam *sandstone*, *limestone*, *dolomite*, *coal*, atau *gypsum*. Oleh karena itu *shale* akan memberikan respon *gamma ray* yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan yang lainnya.

2.4.2 *Log Neutron Porosity (NPHI)*

Pengukuran *log neutron porosity* pada evaluasi formasi ditujukan untuk mengukur indeks hidrogen yang terdapat pada formasi batuan. Indeks hidrogen didefinisikan sebagai rasio dari konsentrasi atom hidrogen setiap sentimeter kubik batuan terhadap kandungan air murni pada suhu 75°F.

Jadi *log neutron porosity* tidak mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan. Secara sederhana, semakin berpori batuan maka semakin banyak kandungan hidrogen dan semakin tinggi indeks hidrogennya. Sebagai contoh *shale* yang banyak

mengandung hidrogen dapat ditafsirkan memiliki porositas yang tinggi.

2.4.3 Log Density (RHOB)

Log density digunakan untuk mengukur densitas batuan di sepanjang lubang bor. Densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari matriks batuan dan fluida yang terdapat pada pori. Prinsip kerja alatnya adalah dengan emisi sumber radioaktif. Semakin padat batuan semakin sulit sinar radioaktif tersebut teremisi dan semakin sedikit emisi radioaktif yang terhitung oleh penerima.

2.4.4 Log Sonic (DT)

Log sonic merupakan log radioaktif yang menggambarkan waktu tempuh kecepatan suara, yang kemudian dipantulkan kembali dan direkam oleh *receiver*. Waktu yang diperlukan gelombang suara untuk sampai ke *receiver* disebut *transit time* (Δt). Besar kecilnya Δt yang melalui formasi bergantung pada besar dan jenis porositas serta kandungan fluidanya.

Konsep dasar *log sonic* adalah gelombang suara yang merambat pada formasi batuan, kecepatan perambatannya akan semakin besar pada formasi batuan yang lebih kompak dan semakin kecil kecepatan perambatannya pada formasi batuan yang lunak.

2.4.5 Log Resistivity

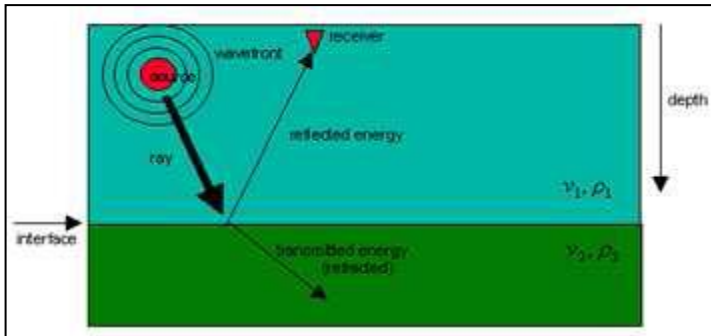
Resistivitas dari formasi adalah salah satu parameter utama yang diperlukan untuk menentukan saturasi hidrokarbon. Arus listrik dapat mengalir di dalam formasi batuan disebabkan konduktivitas dari air yang dikandungnya. Batuan kering dan hidrokarbon merupakan insulator yang baik kecuali beberapa jenis mineral seperti *graphite* dan sulfida besi. Resistivitas formasi diukur dengan cara mengirim arus langsung ke formasi,

seperti alat lateralog, atau menginduksikan arus listrik ke dalam formasi seperti alat induksi.(Fahmi, 2010)

2.5 Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi adalah sebuah metode geofisika yang merekam penjalaran gelombang seismik yang dipantulkan dari batas antara kedua buah medium batuan. Besar gelombang refleksi seismik berhubungan langsung dengan perubahan impedansi akustik (AI) diantara dua medium batuan tersebut. Semakin besar kontras antara dua medium tersebut, gelombang refleksinya akan semakin kuat. Seismic refleksi menggunakan gelombang elastis yang dipancarkan oleh suatu sumber getar yang biasanya berupa ledakan dinamit (pada umumnya digunakan di darat, sedangkan di laut menggunakan sumber getar (pada media air menggunakan sumber getar berupa air gun, boomer atau sparker) Gelombang yang dihasilkan dari ledakan tersebut menembus sekelompok batuan di bawah permukaan yang nantinya akan dipantulkan kembali ke atas permukaan melalui bidang reflektor yang berupa batas lapisan batuan. Gelombang yang dipantulkan ke permukaan ini diterima dan direkam oleh alat perekam yang disebut geophone (di darat) atau hydrophone (di laut) (Badley, 1985). Refleksi dari suatu horison geologi mirip dengan gema pada suatu muka tebing atau jurang. Metoda seismic repleksi banyak dimanfaatkan untuk keperluan Explorasi perminyakan, penentuan sumber gempa ataupun mendeteksi struktur lapisan tanah

Data seismik refleksi didapat dari gelombang pantul yang berasal dari batas medium bawah permukaan, data yang terekam merupakan fungsi waktu (t) yang memiliki kecepatan tertentu (v), untuk lebih jelasnya seperti yang digambarkan pada **Gambar 2.5.**



Gambar 2.5 Gelombang refleksi seismik (modifikasi dari Sherif, 1995)

Ada dua bentuk gelombang elastik, yaitu gelombang ruang (*body wave*) dan gelombang permukaan. Pada studi ini hanya menggunakan gelombang ruang saja. Gelombang ruang adalah gelombang yang merambat pada suatu media/material elastis. Ada dua jenis gelombang ruang, yaitu :

1. Gelombang kompresional atau gelombang P : gelombang yang arah gerakan partikelnya sejajar dengan arah perambatannya. Faktor yang mempengaruhi gelombang P antara lain : modulus *bulk*, modulus geser dan densitas. Gelombang ini dapat merambat dalam medium padat, cair dan gas serta mempunyai sensitifitas yang tinggi terhadap kandungan cairan/fluida dalam pori batuan.
2. Gelombang geser (*shear*) atau gelombang S : gelombang yang mempunyai arah gerakan partikel tegak lurus dengan arah perambatannya. Kecepatan gelombang S ini lebih rendah daripada gelombang P. Gelombang S hanya merambat pada medium padat.

2.6 Hubungan Kecepatan Gelombang Seismik dengan Parameter Reservoir

Hasil penelitian laboratorium menunjukkan adanya hubungan yang erat antara kecepatan gelombang seismik

longitudinal dan transversal (V_p dan V_s) dengan parameter reservoir antara lain porositas, rapat massa, Poison's ratio, rigiditas, ketebalan formasi, litologi, kandungan lempung dan rekahan. Untuk medium tidak berpori, hubungan tersebut dapat diturunkan dari teori elastisitas (Rufaidah, 2005; Gassman, 1951) dan dinyatakan dengan perumusan:

$$\begin{aligned} V_p &= \left[\frac{E(1-\sigma)}{\rho(1+\sigma)(1-2\sigma)} \right]^{1/2} \\ &= \left[\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho} \right]^{1/2} \end{aligned} \quad (2.1)$$

$$\begin{aligned} V_s &= \left[\frac{E}{\rho^2(1+\sigma)} \right]^{1/2} \\ &= \left[\frac{\mu}{\rho} \right]^{1/2} \end{aligned} \quad (2.2)$$

dimana

- μ = Modulus geser
- ρ = Densitas
- K = Modulus elastisitas
- E = Modulus Young

Hubungan antara konstanta-konstanta elastis pada persamaan di atas dinyatakan oleh

$$\mu = \left[\frac{E}{2(1+\sigma)} \right] \quad (2.3)$$

$$K = \left[\frac{E}{3(1+2\sigma)} \right] \quad (2.4)$$

Jika V_p dan V_s diketahui, maka konstanta elastis yang berguna untuk mempelajari sifat-sifat petrofisika dapat diturunkan sebagai:

$$\text{Poisson's ratio} : \sigma = \frac{(V_p^2 - V_s^2)}{2(V_p^2 - V_s^2)}$$

$$\text{Modulus geser} : \mu = \rho V_s^2$$

$$\text{Modulus Elastisitas} : K = \rho(V_p^2 - \frac{4}{3}V_s^2)$$

Kecepatan penjalaran gelombang seismik dipengaruhi oleh faktor-faktor:

a. Litologi

Hubungan antara kecepatan gelombang seismik dengan litologi terdapat dua hal yang penting dan perlu diperhatikan (Rufaidah, 2005)

1. Untuk jenis litologi tertentu jangkauan (*range*) nilai kecepatan sangat lebar.
2. Terdapat tumpang tindih nilai kecepatan untuk jenis batuan yang berbeda.

b. Porositas dan Kandungan Fluida

Rufaidah (2005) dan Gassmann (1951) menggunakan persamaan kecepatan gelombang P dan gelombang S untuk medium berpori dan mengandung fluida.

$$V_p = \left\{ \left[\left(\frac{\beta}{C_m} + \frac{4}{3} \mu \right) \frac{(1-\beta)^2}{(1-\phi-\beta)C_m + \phi C_f} \right] \frac{1}{\rho} \right\}^{1/2} \quad (2.5)$$

$$V_s = \left[\frac{\mu}{\rho} \right]^{1/2} \quad (2.6)$$

dimana :

$$\rho = \phi \{ S_w \rho_w + (1 - S_w) \rho_h \} + (1 - \phi) \rho_m \quad (2.7)$$

C_b : Kompresibilitas batuan kondisi tidak mengandung fluida

C_s : kompresibilitas matrik batuan

C_f : kompresibilitas fluida di dalam pori-pori batuan

μ : modulus geser batuan untuk kondisi tidak mengandung fluida

Φ : porositas batuan

β : C_m / C_b

ρ_h : Densitas hidrokarbon

ρ_m : Densitas matriks

ρ_w : Densitas air

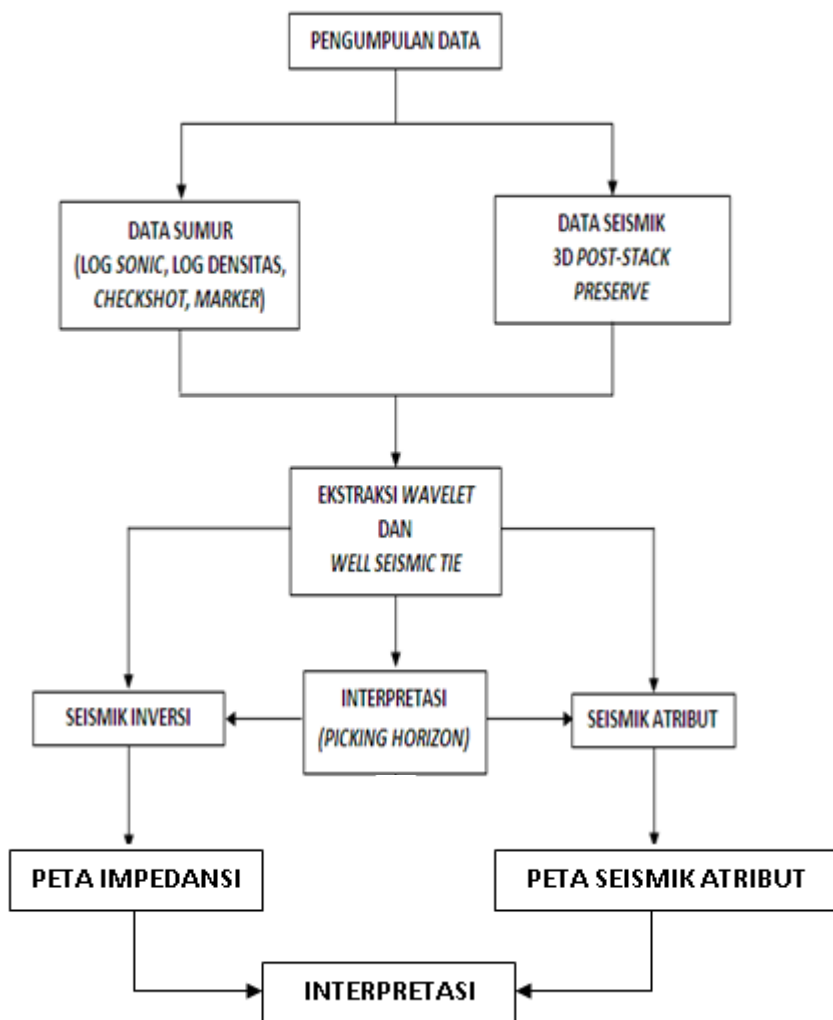
BAB III METODOLOGI

3.1 Perangkat Lunak

1. Hampson-Russel yang terdiri dari:
 - *Geoview* untuk menyimpan *data base* sumur.
 - *eLog* untuk melakukan *crossplot*, *editing*, *smoothing*, korelasi sumur, *well seismic tie*, dan ekstraksi *wavelet*.
 - *Strata* untuk melakukan *picking horizon*, membuat model inisial, dan inversi seismik 2D/3D *pre stack* atau *post stack*.
 - *eMerge* untuk menggabungkan data sumur dan data seismik. Secara umum untuk prediksi properti sebuah sumur menggunakan data atribut seismik.
2. Petrel 2008 untuk pembuatan peta atribut chaos untuk identifikasi patahan.

3.2 Alur Kerja Penelitian

Pada alur kerja penelitian ini sebagian besar digunakan software Hampson-Russel, yang pertama pada proses pengolahan data sumur, yang berfungsi untuk input data sumur dan interpretasi awal dari data sumur. Selanjutnya pada proses input data seismik digunakan *Strata*, yang dilanjutkan dengan masuk *eLog* untuk proses ekstraksi *wavelet* dan proses *well seismic tie*. Setelah dilakukan *well seismic tie* maka dilakukan proses inversi AI kembali pada bagian *Strata*. Untuk proses seismik atribut dilakukan pada bagian *eMerge* yang dilanjutkan sampai dengan pengektarikan peta atribut seismik. Software Petrel pada alur penelitian ini digunakan pada proses interpretasi, yaitu digunakan untuk interpretasi patahan pada formasi. Tahapan kerja yang dilakukan dalam penelitian adalah sebagai berikut:

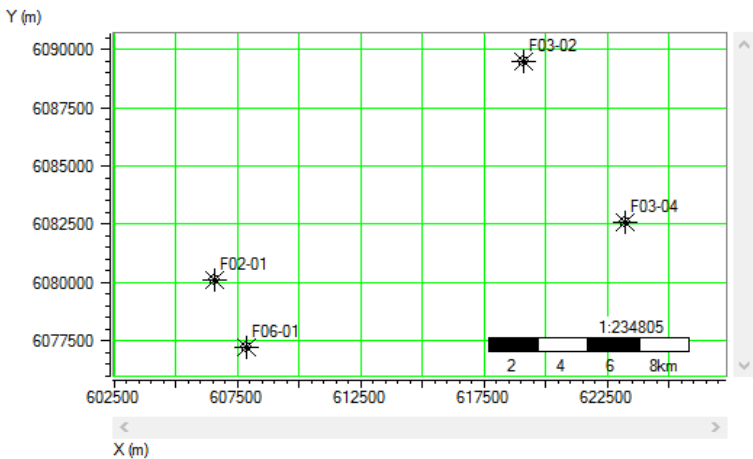


Gambar 3.1 Diagram alir penelitian

3.3 Pengumpulan Data

3.3.1 Base Map

Basemap atau peta dasar **Gambar 3.2** merupakan suatu penampang x,y yang menunjukkan kerangka survei seismik daerah penelitian. Pada peta dasar juga ditunjukkan skala peta dan posisi sumur-sumur pada lintasan seismik.



Gambar 3.2 Base Map sumur-sumur pada lapangan “F3”

3.3.2 Data Sumur

Digunakan empat data sumur dengan tiap sumur memiliki berbagai macam jenis log, akan tetapi pada penelitian ini hanya di gunakan beberapa sumur yang mendukung penelitian, antara lain *gamma ray*, *sonic*, *density* dan *porosity*. Seperti yang dapat dilihat pada **Tabel 3.1**.

Tabel 3.1 Tabel data sumur

No	Sumur	X Position	Y Position	KB Elevation	Surface elevation	Elevation Unit
1	F02-01	606554.00	6080126.00	30.00	0.00	m
2	F03-02	619101.00	6089491.00	30.00	0.00	m
3	F03-04	623256.00	6082586.00	30.00	0.00	m
4	F06-01	607903.00	6077213.00	30.00	0.00	m

3.3.2.1 Data Checkshot

Dalam pengolahan data seismic data *checkshot* (**Gambar 3.2**) sangatlah penting karena data ini digunakan untuk mendapatkan hubungan kedalaman dengan waktu. Saat mengolah data seismik dengan data sumur yang keduanya memiliki domain yang berbeda maka langkah pertama yang harus dilakukan adalah menyamakan domain keduanya, dengan data *checkshot* domain sumur yang dalam kedalaman dapat dirubah menjadi domain waktu. untuk merubah domain itu dilakukan dalam proses *well seismic tie*.

Tabel 3.2 Data *checkshot* yang digunakan dalam sumur F03-02

Table View | Curve View | Base Map | History | Summary

Vertical Well: F03-02 | Log: Check Shot_1 | LogType: Check Shot

☐ Show both MD and TVD

Depth Values are: Measured Depth | Sampling Units: m

Depths are measured from: Kelly Bushing | Check Shot Units: ms (Two Way time)

Depth	Amplitudes
1	30.00 37.41
2	35.00 42.76
3	40.00 48.11
4	45.00 53.46
5	50.00 58.81
6	55.00 64.17
7	60.00 69.52
8	65.00 74.88
9	70.00 80.23
10	75.00 85.59
11	80.00 90.95
12	85.00 96.31
13	90.00 101.67
14	95.00 107.03

3..

Data *marker* digunakan sebagai acuan dasar untuk melakukan *picking horizon* dan pengikatan data sumur dan seismik. Data *marker* yang digunakan dalam penelitian ini berasal dari pemboran. Pada penelitian ini *marker* yang digunakan yaitu fs8, truncation, mgs4 dan fs4

Tabel 3.3 Data *checkshot* yang digunakan dalam sumur F03-02

Table View Curve View Base Map History Summary			
<div> Vertical Well: F03-02 There are 4 tops in the table. </div>			
Units of the tops: <input type="text" value="m"/>		Measured From: <input type="text" value="Kelly Bushing"/>	
		<input type="button" value="Copy start to end"/>	
Top Name	Start Measured Depth	End Measured Depth	
1 FS8		589.32	589.32
2 Truncation		676.43	676.43
3 MFS4		890.32	890.32
4 FS4		957.29	957.29

3.3.3 Data Seismik

Data seismik tiga dimensi (3D) *Preserve PSTM* dengan *inline* jumlah 650 yaitu 100-750 dan *crossline* jumlah 950 yaitu 300-1250. Interval pencuplikan sample (*sample rate*) 4 ms dalam format SEG-Y.

3.3.4 Data Horizon

Untuk melakukan inversi diperlukan *horizon* hasil interpretasi daerah target. Penulis melakukan *picking horizon* dengan acuan dasar: data log, data *marker*, dan hasil *well seismic tie* yang telah disesuaikan dengan data seismik. Penulis menghasilkan empat *picking horizon* pada data 3D seismik ini, yakni fs8, truncation, mfs4 dan fs4

3.4 Pengolahan Data

3.4.1 Pengolahan Data Sumur

Dalam pengolahan data langkah yang pertama adalah menginterpretasikan data log atau sumur. Pada pengolahan data sumur penulis melakukan langkah-langkah sebagai berikut:

3.4.1.1 Pemilahan Data Sumur

Pada lapangan F3 terdapat 4 sumur F06-01, F02-01, F03-04 dan F03-02 yang keempat-empatnya digunakan dan diinterpretasikan hal ini untuk mengetahui hubungan antara keempat sumur.

3.4.1.2 Koreksi Log Sonic

Untuk mendapatkan nilai *log sonic* yang benar dan dipakai dalam proses *well seismic tie*, kemudian dilakukan koreksi terhadap *checkshot* (menghasilkan *DT check* atau *P-wave check*), sehingga *log sonic* berada pada kedalaman dan waktu yang benar.

3.4.1.3 Loading Data

Mengumpulkan dan memeriksa kelengkapan sumur serta meng-*input* data sumur mulai dari posisi, deviasi, *checkshot*, *marker*, dan log (seperti *log sonic*, log densitas, log *Gamma-Ray*, dan log *porosity*) beserta parameter-parameternya. *Marker* yang digunakan dalam penelitian ini adalah *input* dari hasil pemboran.

3.4.1.4 Analisa Crossplot

Analisa ini dilakukan untuk menguji sensitifitas dari parameter-parameter yang ada dalam membedakan litologi *sand* dan *shale*. Untuk mencoba melihat sensitifitas nilai *permeable* digunakan (densitas vs *gamma ray*) dan impedansi (didapatkan dari *log sonic* dan *log density*), maka dilakukan *crossplot* terhadap kedua data tersebut, dengan skala warna adalah log *Gamma-Ray*.

3.4.2 Pengolahan Data Seismik

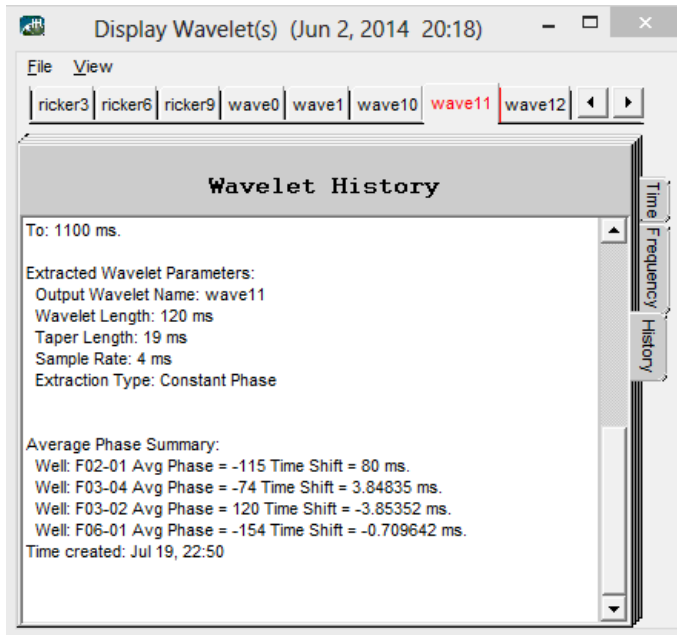
Setelah melakukan pengolahan data sumur, kemudian penulis melakukan pengolahan data seismik sebagai berikut:

3.4.2.1 Loading Data

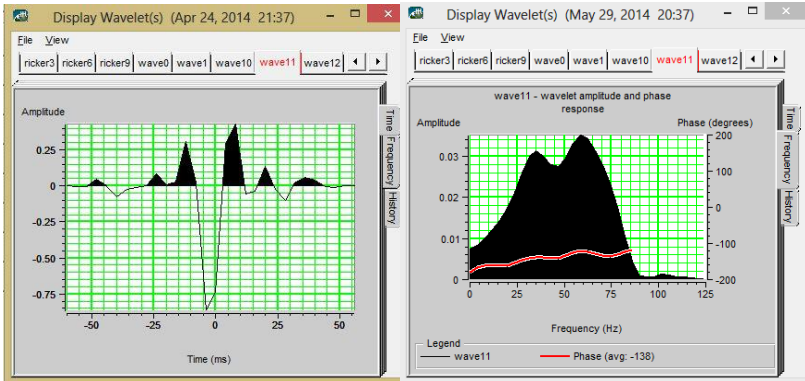
Penulis melakukan *input* Data seismik tiga dimensi (3D) *Preserve PSTM* lapangan dengan *inline* jumlah 650 yaitu 100-750 dan *crossline* jumlah 950 yaitu 300-1250.

3.4.2.2 Ekstrak Wavelet

Ekstrak *wavelet* merupakan proses *trial and error* untuk menghasilkan *wavelet* yang paling tepat. Penulis melakukan ekstrak *wavelet* dengan mengekstrak *wavelet* sumur. Dilakukan ekstraksi pada sumur-sumur , F06-01, F02-01, F03-04 dan F03-02, *wavelet* sumur F03-04 memberikan korelasi tertinggi dengan *trace* seismik asli.



Gambar 3.3 Dengan *wavelength* 120 ms, *taper length* 19 ms, *sample rate* 4 ms, dan fasa konstan. Time shift terkecil di F03-04

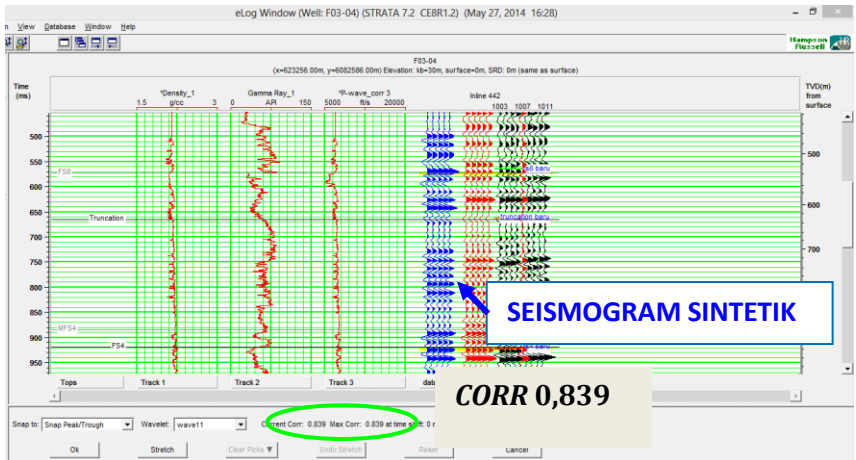


Gambar 3.4 Respon waktu (kiri) dan respon frekuensi (kanan) dari *wavelet* sumur. Dengan *wavelength* 120 ms, *taper length* 19 ms, *sample rate* 4 ms, dan fasa konstan

3.4.2.3 Well Seismic Tie

Pengikatan sumur ke seismik dilakukan dengan menggunakan log densitas dan log sonic yang sudah dikoreksi terhadap data *checkshot* sehingga domain sumur (kedalaman) dapat diletakkan pada domain yang sama, yaitu domain waktu. Dibuat seismogram sintetik dari sumur yang merupakan hasil konvolusi koefisien refleksi yang didapat dari AI pada sumur dengan *wavelet* yang diekstrak dari seismik. Lalu *trace* seismogram sintetik yang ada dicocokkan dengan *trace* seismik sampai maksimal (*well seismic tie*).

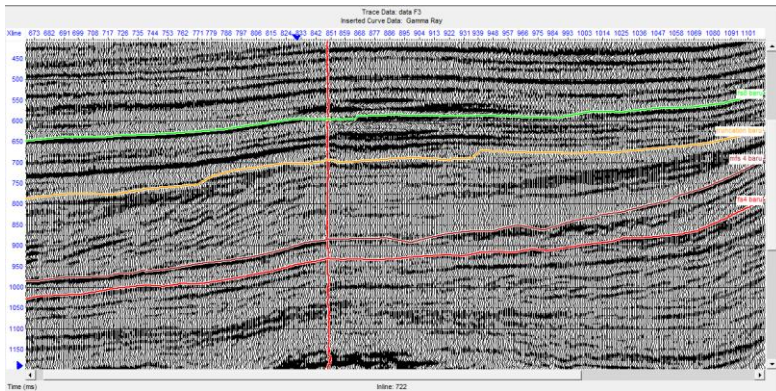
Untuk mencocokkan seismogram sintetik yang telah dibuat dengan seismik, dapat dilakukan *stretch and squeeze* pada seismogram sintetik dengan batasan maksimal 10 ms.



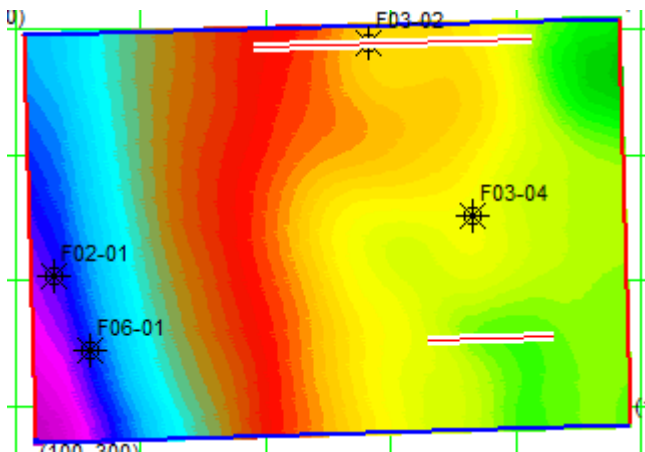
Gambar 3.5 Contoh *well seismic tie* pada sumur F03-04.

3.4.2.4 *Picking Horizon*

Picking horizon dilakukan dengan cara membuat garis horizon pada kemenerusan lapisan pada penampang seismic. Informasi mengenai keadaan geologi, lingkungan pengendapan dan arah penyebaran dari reservoir sangat dibutuhkan dalam melakukan *Picking horizon*. Dalam melakukan *Picking horizon* yang paling penting adalah harus memperhatikan hasil *well seismic tie*. Karena dengan melihat hasil *well seismic tie* maka akan dapat ditentukan dimana tempat dilakukannya *picking horizon*, pada bagian *peak* atau *trough*.



Gambar 3.6 Interpretasi *horizon (picking)* pada seismik konvensional di *inline 722* yang melewati sumur F03-02



Gambar 3.7 Hasil *slicing time structure* pada horizon fs8

3.5 Inversi Seismik

3.5.1 Model Inisial

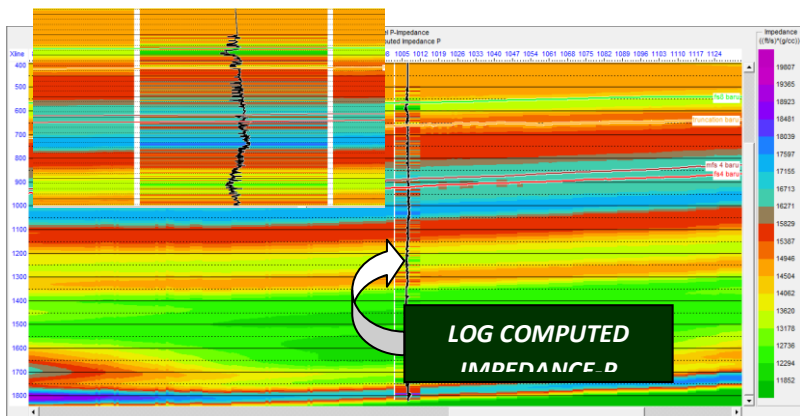
Sebelum proses inversi dilakukan, sangat diperlukan model awal atau inisial yang menjadi input untuk proses

selanjutnya. Pembuatan model inisial dikontrol oleh data sumur dan data seismik. Data sumur yaitu nilai impedansi yang diperoleh dari log *sonic* dan log densitas. Dengan data seismik yaitu hasil interpretasi (*picking horizon*).

Penulis merekonstruksi model inisial AI dengan acuan data log sumur F04-03 yang telah terkorelasi secara baik sehingga dapat digunakan sebagai kontrol hasil inversi terhadap kemenerusan lapisan secara lateral. Data *input* untuk merekonstruksi model geologi atau inisial adalah *P-wave*, *density*, dan *acoustic impedance*. Data lain yang diperlukan adalah *horizon* digunakan untuk mengontrol ekstrapolasi data sumur pada *volume* seismik.

Jadi model inisial ini merupakan model geologi yang dibuat dari data sumur dengan asumsi bahwa nilai *log acoustic impedance* pada setiap lapisan didistribusikan ke dalam *volume* seismik (**Gambar 3.8**).

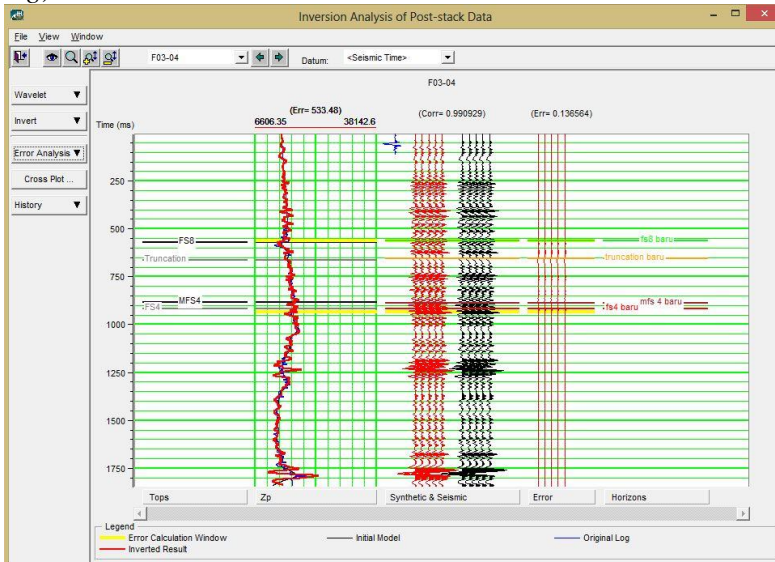
Didapatkan bahwa hasil inisial model berkorelasi baik dengan data sumur, terlihat dari nilai penampang *impedance* inisial model relatif cocok dengan nilai *impedance* dari sumur.



Gambar 3.8 Model inisial AI pada *inline* 442 dengan yang melewati sumur F04-03.

3.5.2 Analisa Inversi

Analisa dilakukan secara *trial and error* dengan mengubah-ubah parameter inversi tiap metode sehingga mendapatkan korelasi sintetik yang terbesar dan *error* yang terkecil terhadap data log sumur serta kesesuaian bentuk log hasil inversi (*inverted result*) dengan log sumur sebenarnya (*original log*).



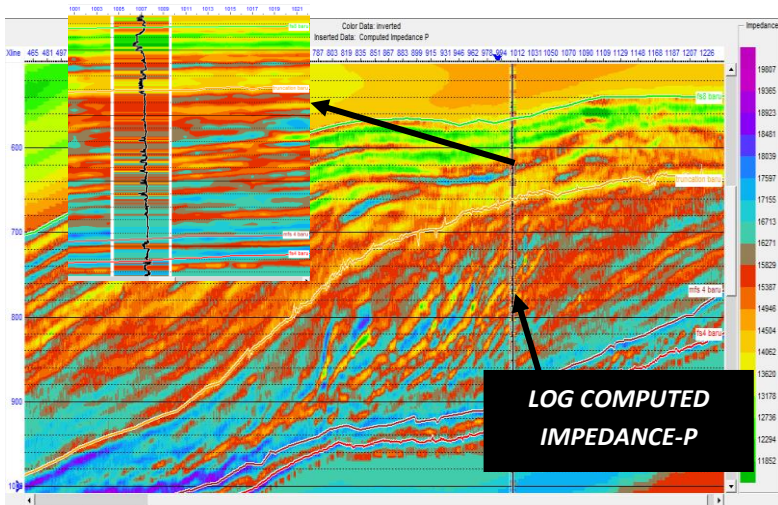
Gambar 3.9 Hasil analisa inversi paf sumur F03-04

3.5.3 Inversi AI

3.5.3.1 Inversi Modelbased

Setelah melakukan tahapan inversi analisis dan didapatkan nilai *error* yang kecil antara *P-Impedance log* dan *P-Impedance* inversi serta melihat korelasi yang telah baik antara *synthetic trace* dan *seismic trace*, maka siap untuk dilakukan *inversi modelbased* metode inversi *Modelbased* mampu menghasilkan hasil inversi yang memiliki *trend* impedansi yang hampir sama dengan aslinya hal ini dapat dilihat pada hasil analisa inversi dengan didapatkan nilai korelasi yang tinggi pada

hasil analisa inversi, begitu juga antara *trace* sintetik dan *trace* seismiknya sehingga bisa dipisahkan batas antar lapisan dengan jelas. Oleh karena itu, dalam penelitian ini *volume* hasil inversi *Modelbased* menjadi masukan dalam proses pembuatan model porositas.



Gambar 3.10 Penampang Inversi AI *Modelbased* pada *inline* 442 yang melewati sumur F03-04 memperlihatkan hasil inversi *model based* cukup jelas untuk membedakan antara lapisan zona target .Terlihat dari nilai penampang *impedance* inversi relatif cocok dengan nilai *impedance* dari sumur.

3.6 Analisa Multi Atribut untuk *Porosity Property*

Penulis menggunakan input porositas sumur, F06-01, F02-01, F03-04 dan F03-02. Parameter multi atribut sebagai berikut: *Maximum number of attributes to use*: 7, *Pre-whitening (%)*: 0.10, *Operator Length*: 20, *Operator Lag From Center*: 0

Tabel 3.4 *List attributes yang digunakan untuk multiple attributte training untuk property porositas*

	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Porosity	Instantaneous Frequency	0.027472	0.033653
2	Porosity	Log(inversi)	0.013978	0.017101
3	Porosity	Amplitude Weighted Phase	0.013333	0.016158
4	Porosity	Dominant Frequency	0.012897	0.018224
5	Porosity	Amplitude Weighted Cosine Phase	0.012623	0.018010
6	Porosity	Integrated Absolute Amplitude	0.012431	0.019298
7	Porosity	Cosine Instantaneous Phase	0.012331	0.019351

Penulis menganalisa posisi validasi *error* paling rendah dari semua *operator length*. Berdasarkan dari hasil *training* dan validasi multi atribut yang telah dilakukan penulis (dibahas pada bab berikutnya), bahwa penulis memilih atribut nomor 3 yaitu *1* Amplitude weighted phase yang merupakan hasil atribut terbaik untuk *property* porositas penelitian ini

3.7 *Slice Horizon*

Selanjutnya dilakukan *slicing* pada hasil inversi *Modelbased* dengan interval *window* ± 0 ms dari *FS8* hingga *Truncation*. Pembatasan *window* ini dilakukan untuk memperlihatkan anomali pada peta atribut dan peta AI yang dihasilkan juga untuk membatasi penggunaan data sehingga mencerminkan nilai atribut sebenarnya dari *FS8* hingga *Truncation*.

Dengan melakukan *slicing* ini diharapkan juga dapat mengetahui penyebaran reservoir batupasir pada Formasi lapangan F3 dan mengetahui zona-zona yang memiliki porositas baik pada batu pasir tersebut tersebut. Dengan nilai AI merupakan perkalian dari densitas dan kecepatan yang dapat menggambarkan porositas secara kuantitatif.

3.8 Interpretasi

Interpretasi dilakukan dengan menganalisa impedansi akustik hasil inversi seismik dengan atribut seismik. Analisa

dilakukan pada peta-peta atribut dan impedansi akustik yang dihasilkan dari *slice horizon*. Analisa dilakukan dengan *overlay* peta AI dan peta atribut frekuensi sesaat pada peta struktur. Setelah itu membuat ranking zona prospek reservoir daerah penelitian, sehingga usulan pemboran diprioritaskan berdasarkan ranking zona prospek reservoir potensial tersebut. Selain itu juga digunakan informasi geologi daerah penelitian, khususnya pada zona target lapangan F3 untuk menguatkan interpretasi.

”Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB IV

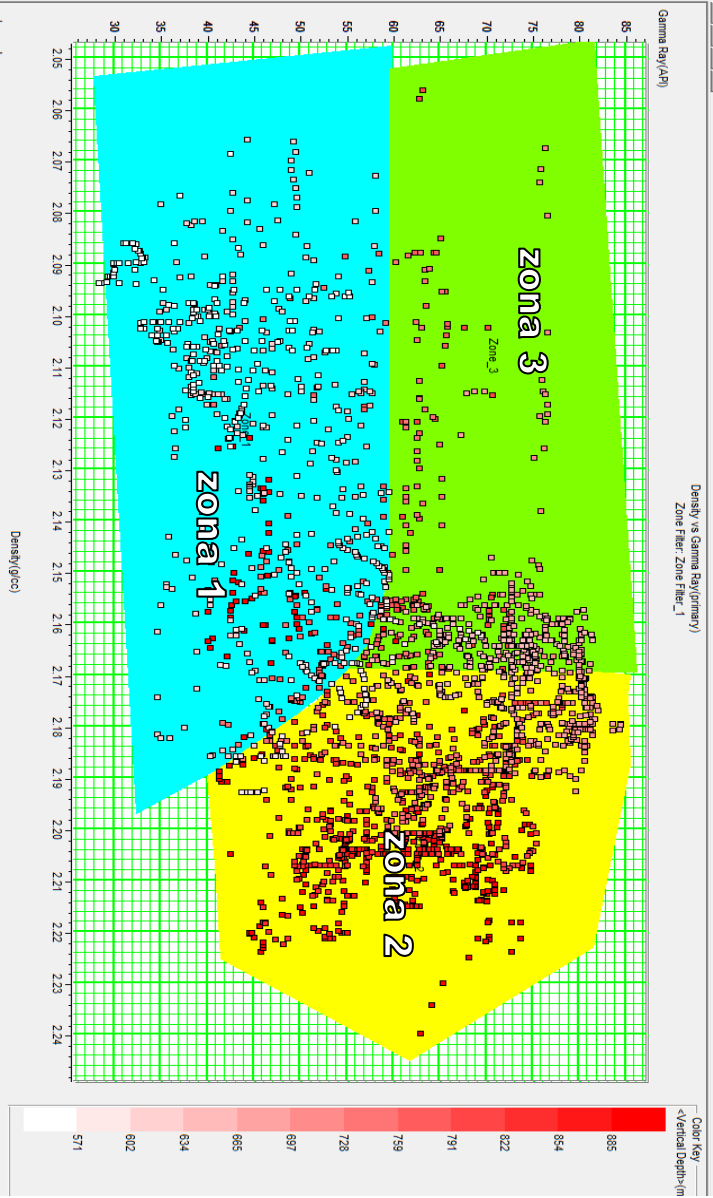
ANALISIS DATA DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisa Crossplot

Lapangan F3 yang merupakan sebuah blok di sektor Laut Utara Belanda. Pada lapangan ini telah dilakukan akuisisi 3D seismik untuk eksplorasi minyak dan gas pada lapangan F3 yang memiliki reservoir yang bervariasi mulai dari batuan karbonat yang terkubur cukup dalam sampai dengan litologi batulempung dan batupasir. Yang menjadi target dari penelitian ini adalah lapisan *sand* dan *shale* yang merupakan reservoir dari hidrokarbon yang baik. Analisa crossplot ini dilakukan sebelum proses inversi diterapkan untuk menentukan zona interes yang akan dijadikan sasaran dalam penelitian.

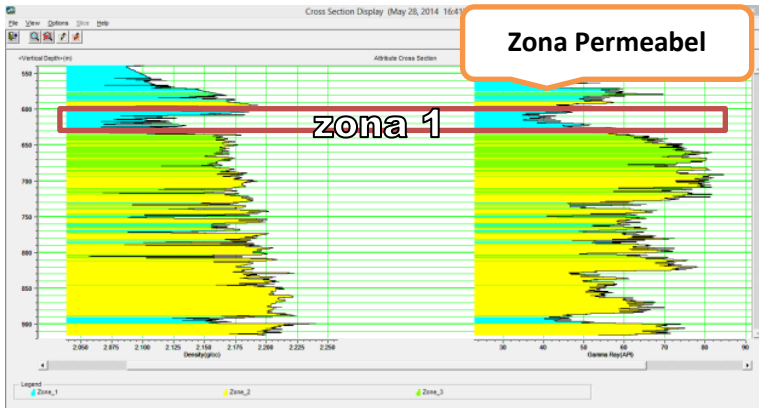
4.1.1 Crossplot antara gamma ray dan densitas

Analisa crossplot yang dilakukan yaitu antara log gamma ray dan log densitas yang ditunjukkan oleh **gambar 4.1**. Dari *crossplot* antara densitas dan gamma ray tersebut didapatkan titik yang menunjukkan persebaran nilai dari densitas dan gamma ray yang ditunjukkan dengan persebaran warna putih sampai merah, warna putih sampai merah tersebut menunjukkan perbedaan kedalaman, untuk titik yang berwarna putih menunjukkan kedalaman yang dangkal dan semakin merah menunjukkan semakin dalam. Pada dasarnya dilakukan crossplot antara densitas dan gamma ray bertujuan untuk mendapatkan determinasi kandungan *shale* pada suatu lapisan. Hal ini penting karena dengan melihat kandungan *shale* akan didapatkan zona impermeabel hal ini dapat dilakukan karena zona permeabel dan impermeabel identik dengan besarnya kandungan *shale* atau *sand* pada satu lapisan, sehingga dengan penggunaan *color key* vertical depth akan didapatkan pada kedalaman berapa zona yang permeabel dan impermeabel terletak.



Gambar 4.1 Crossplot densitas vs *gamma ray*

Hasil dari *crossplot* yang dilakukan ditunjukkan dengan cross section pada **gambar 4.2**



Gambar 4.2 Cross section dari hasil *cross plot*

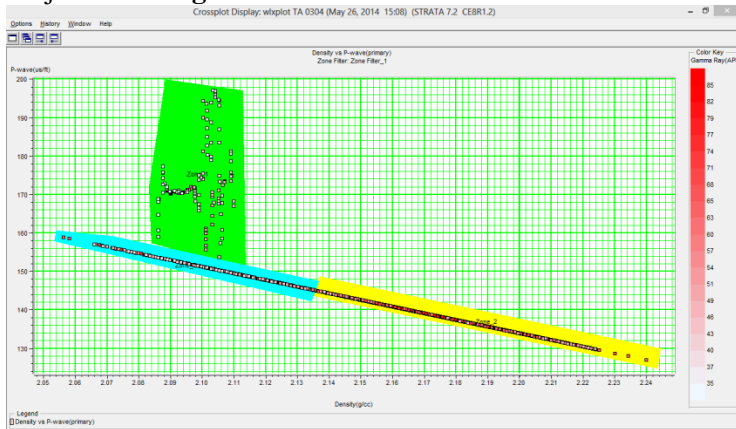
Dari *Cross section* hasil *crossplot* tersebut terlihat bahwa terdapat zona yang didominasi oleh *sand*, zona tersebut adalah zona yang diharapkan, terletak pada kedalaman 596 m sampai 635 m yang ditunjukkan dengan warna biru yang merupakan zona 1 dari pemisahan litologi dari data *crossplot*. Pada kedalaman tersebut terlihat bahwa nilai gamma ray yang cenderung menurun, diinterpretasikan sebagai zona yang tidak mengandung *shale*. Nilai densitas juga cenderung menurun, diinterpretasikan zona yang memiliki nilai porositas yang lebih besar dibandingkan dengan zona yang lain. Pada zona yang dianggap permeabel tersebut terlihat dibatasi oleh Zona 2 di atas dan bawahnya. Zona 2 merupakan zona yang memiliki nilai gamma ray dan densitas yang besar, dan diinterpretasikan sebagai zona *shale* yang merupakan lapisan penutup dan dasar dari reservoir.

Pada *cross section* juga terlihat zona 3 yang berwarna hijau, zona berwarna hijau merupakan zona yang memiliki nilai gamma ray yang besar akan tetapi memiliki densitas yang

tersebar mulai dari densitas kecil sampai besar sehingga diinterpretasikan bahwa zona ini adalah zona *shalysand* yang merupakan campuran dari *sand* dan *shale*.

4.1.2 Crossplot antara densitas dan sonic (*p-wave*)

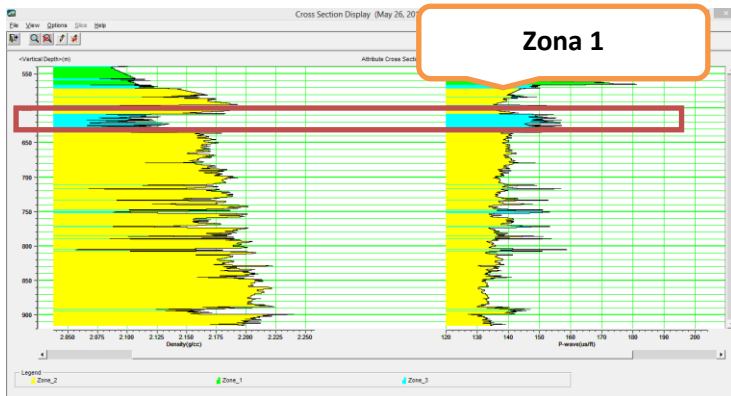
Dari beberapa *crossplot* yang dilakukan memperlihatkan adanya *trend* yang dapat digunakan sebagai dasar identifikasi litologi, seperti *crossplot* antara log sonik dan densitas dengan *gamma ray* sebagai *color key*-nya. *Crossplot* ini dilakukan mulai dari horizon teratas yaitu fs8 sampai dengan horizon terbawah fs4 ditunjukkan oleh **gambar 4.3**



Gambar 4.3 *Crossplot* antara densitas dan sonic (*p-wave*)

Gambar 4.3 di atas memperlihatkan perbedaan litologi yang ditunjukkan dengan warna merah dan putih, dari hasil *crossplot* pola litologi dari formasi dapat dipisahkan dengan melihat gelombang-P (*P-wave*) nya. Dari *color key* dapat dilihat juga bahwa warna putih menunjukkan nilai *gamma ray* rendah yang berkisar antara 35 – 57 (API). Sedangkan warna merah cenderung memiliki nilai *gamma ray* yang tinggi yaitu berkisar 57 – 85 (API). Dari hasil *crossplot* selanjutnya dapat dilihat cross

section antara densitas dan gelombang-P yang ditunjukkan dengan **gambar 4.4**



Gambar 4.4 Hasil *cross section* antara densitas dan sonic

Dari hasil *cross section* seperti terlihat pada Gambar 4.4 terlihat mulai dari kedalaman 610 m sampai kedalaman 635 m berwarna biru yang merupakan zona 1 dari pemisahan litologi dari data *crossplot*. Pada kedalaman tersebut didapatkan kecenderungan nilai gamma ray yang rendah yang hal ini mendukung interpretasi bahwa pada zona tersebut tidak mengandung *shale* karena jika nilai gamma ray tinggi, menunjukkan adanya *shale* pada lapisan tersebut. Terlihat pada zona 1 ini diapit oleh warna kuning yang merupakan zona 2 yang memiliki kecenderungan nilai gamma ray yang tinggi. Berdasarkan interpretasi zona 2 ini merupakan lapisan *shale* yang ditunjukkan dengan nilai gamma ray dan log sonic yang tinggi.

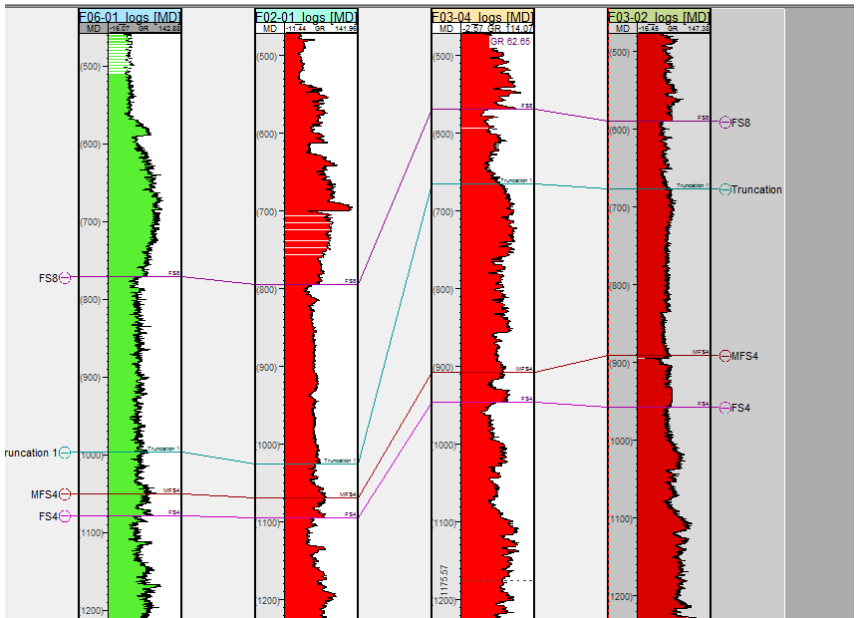
Dari hasil interpretasi zona 1 yang ditunjukkan dengan warna biru merupakan zona *porous*, hal ini sangat didukung dengan nilai log sonik yang cenderung kecil dibandingkan dengan nilai log sonik di kedalaman yang lain. Pada dasarnya log sonik adalah gelombang P, sifat dari gelombang P sendiri akan mengalami penurunan kecepatan ketika melewati medium yang lebih renggang atau bisa dikatakan memiliki nilai porositas

rendah dan akan mengalami peningkatan kecepatan ketika melewati zona yang lebih kompak atau padat.

4.2. Analisa Korelasi Sumur

Dalam proses pengolahan data analisa korelasi sumur dilakukan untuk mengetahui hubungan lateral antara ke empat sumur yang digunakan, hal ini penting untuk melanjutkan ke proses transformasi multi atribut seismik, karena dengan mengetahui persebaran lateral dari sumur akan di ketahui bagaimana posisi dan hubungan dari zona interest dari tiap sumur. Pemilihan zona interest sumur-sumur yang akan digunakan dalam korelasi adalah berdasarkan zona yang ditemukan di semua sumur. Korelasi sumur ini dilakukan berdasarkan hasil dari *crossplot* yang dilakukan sehingga bisa digunakan sebagai acuan untuk penentuan zona interest yaitu yang memiliki nilai porous yang tinggi.

Pada penelitian kali ini digunakan 4 sumur yaitu F06-01, F02-01, F03-04 dan F03-02 dengan digunakan 4 marker dari log yaitu fs8, truncation, fs4 dan mfs 4. Dari marker yang diberikan pada keempat sumur didapatkan kemenerusan dari tiap marker di setiap sumur. Terlihat dari **Gambar 4.5** marker pada sumur F03-02 dan F03-04 berada di lapisan yang lebih tinggi akan tetapi dengan melihat sifat lapisan reservoir didapatkan penurunan pada sumur F06-01 dan F02-01. Hal ini disebabkan karena lapangan F3 sendiri berada di tengah laut, dimana pengendapan akan bertambah sesuai dengan kemiringan dasar laut. Diketahui bahwa sumur F03-02 dan F03-04 berada di sisi sebelah timur yang terletak lebih dekat dengan daratan Denmark sehingga memiliki daerah yang lebih dangkal, selain itu juga adanya dorongan dari *saltdome* yang mendorong zona pada sumur untuk naik lebih tinggi dari pada di daerah sumur F06-01 dan F02-01. Hubungan antara *saltdome* dengan akumulasi hidrokarbon pada lapangan F3 akan dijelaskan pada pembahasan selanjutnya.

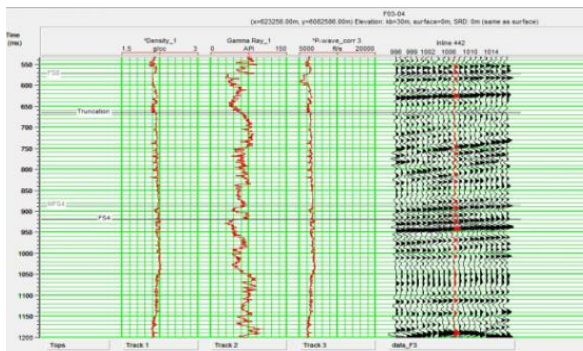


Gambar 4.5 Korelasi sumur lapangan F3

4.3 Analisa *Well Seismic Tie*

Well seismic tie merupakan proses inti dari proses inversi seismik karena pada proses *well seismic tie* inilah dilakukannya pengikatan data sumur dengan data seismik. Hal ini sangat penting karena domain sumur yang diambil dari proses *logging* memiliki satuan meter sedangkan domain seismik adalah waktu dalam satuan milisekon. Oleh sebab itulah perlu dilakukannya konversi data yang dalam hal ini domain sumur yang berupa kedalaman akan dirubah ke dalam domain waktu sesuai dengan data seismik. Dengan merubah domain sumur dari kedalaman ke waktu akan diketahui posisi marker geologi pada data seismik. Cara pengubahan data sumur dengan domain kedalaman menjadi domain waktu telah dijelaskan di bab metodologi dimana pengubahan ini dilakukan dengan menggunakan data *checkshot*.

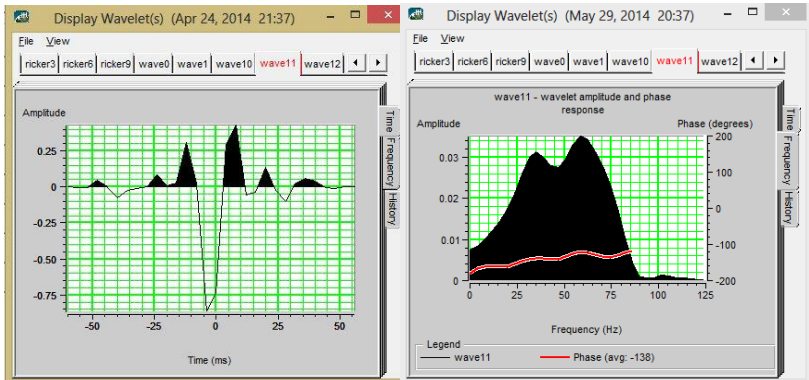
Dalam proses well seismic tie ini juga dilakukan pembuatan seismogram sintetik untuk masing-masing sumur. Seismogram sintetik merupakan hasil dari konvolusi koefisien refleksi dengan wavelet sehingga di hasilnya *trace* seismic buatan yang akan di gunakan dalam proses inversi AI. Proses ekstraksi wavelet dapat dilakukan dengan beberapa metode yang salah satunya adalah dengan ekstraksi wavelet dari data sumur, dimana wavelet diekstraksi di sekitar data sumur. Pada penelitian ini wavelet diekstrak dari data sumur. Metode ini dipilih karena memiliki hasil korelasi yang paling tinggi dibandingkan dengan metode lain.



Gambar 4.6 Sumur F03-04 dengan lebar windows 570 ms sampai dengan 970 ms

Wavelet yang digunakan pada penelitian kali ini diekstrak hanya di sekitar zona yang dianggap menjadi zona interest atau merupakan zona reservoir. Lebar dari jendela yang digunakan dalam ekstraksi wavelet pada penelitian ini adalah 570 ms sampai dengan 970 ms seperti yang terlihat pada **Gambar 4.6**, lebar jendela yang ditentukan memang cukup besar hal ini bertujuan untuk mendapatkan hasil yang mendekati sebenarnya, karena jika mengambil lebar jendela yang kecil hasil dari ekstraksi wavelet tidak akan bisa menggambarkan keadaan geologi sebenarnya daerah tersebut memang jika mengambil

lebar jendela yang kecil pasti akan didapatkan korelasi yang besar saat dibuat seismik sintetik akan tetapi hasil seismik sintetik tersebut akan sangat berbeda dengan keadaan kondisi geologi daerah tersebut.



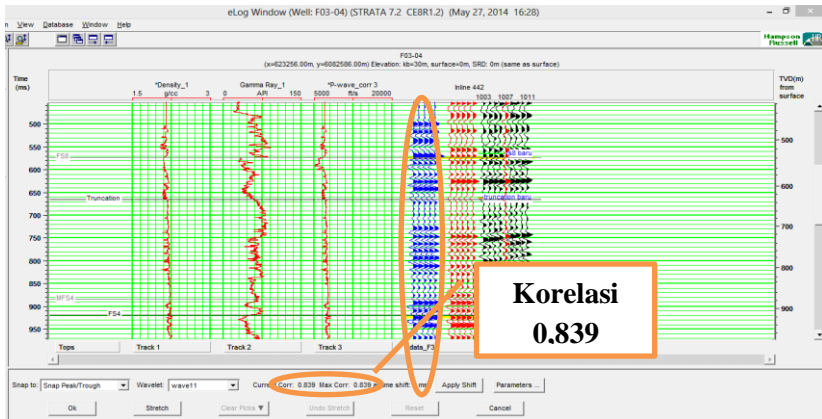
Gambar 4.7 Wavelet yang digunakan dalam pembuatan seismogram sintetik

Lebar dari jendela yang digunakan dalam pembuatan wavlet ini adalah 400 ms pada daerah target sedangkan panjang *wavelet* yang diekstrak sebesar 120 ms. Lebar jendela ini tidak boleh lebih kecil daripada lebar *wavelet* yang diekstraksi agar sintetik seismogram yang didapatkan cukup menggambarkan keadaan sebenarnya. Kurang lebih lebar jendela adalah tiga kali lebih besar dari panjang *wavelet*, agar *wavelet* yang didapatkan sesuai dengan keadaan geologi regional daerah tersebut (Bobby, 2011). Frekuensi dominan yang digunakan pada *wavelet* ini adalah 60Hz, sedangkan *phase* yang digunakan adalah *wavelet zero phase* yang diputar fasenya sehingga didapatkan fase konstannya yaitu sebesar 138° . Tujuan dari diputarnya fase ini adalah untuk mendapatkan nilai korelasi yang paling baik atau dengan kata lain mendapatkan *wavelet* yang sesuai. Sesuai dengan pernyataan (Yilmas, 1987) bahwa pengubahan bentuk

wavelet dapat dilakukan hanya dengan merubah fasenya dari spektrumnya tanpa harus merubah amplitudonya.

Seperti yang telah di sebutkan sebelumnya bahwa akan di lakukan pembuatan seismogram sintetik, dari hasil ekstraksi wavelet inilah yang kemudian dikonvolusi dengan koefisien refleksi untuk membuat *seismogram* sintetik yang digunakan dalam proses *well seismic tie*. Proses *Well seismic tie* banyak dipengaruhi oleh *shifting*, *squeezing* dan *stretching*. *Shifting* merupakan proses memindahkan seluruh komponen dari *seismogram* sintetik ke tempat yang diinginkan. Proses ini dilakukan karena adanya perbedaan datum antara data seismik dan data sumur, perbedaan ini disebabkan karena proses pengambilan data dari data sumur dan data sesimik yang berbeda. Walaupun sebenarnya sudah dilakukan pencocokan data dengan cara pengonversian dengan data *chekshot*, akan tetapi pasti ada pebedaan dari data sebenarnya. Oleh karena itu harus dilakukan *shifting*.

Proses *shifting* yang dilakukan pada penelitian ini adalah 1-5 ms. Sedangkan *squeezing* dan *stretching* adalah proses meregang dan memampatkan antara dua amplitude yang berdekatan pada data *seismogram*. Pada proses *squeezing* dan *stretching* ini, tidak melebihi 5% dari perubahan *p-wave* atau kecepatan interval. Proses ini dilakukan karena adanya ketidaktepatan proses migrasi pada pengolahan data seismik. Karena konsep dari migrasi adalah memindahkan reflector ke posisi yang sebenarnya, apabila proses ini kurang tepat maka akan mempengaruhi letak reflector. Oleh karena itu proses *squeezing* dan *stretching* dilakukan (Bobby, 2011).



Gambar 4.8 *Well seismic tie* pada sumur F03-04

Dari gambar di atas diketahui bahwa hasil korelasi dari sumur F03-04 adalah 0,839 yang artinya hasil dari *Well seismic tie* yang dilakukan sangat baik karena hasil korelasinya besar. Untuk hasil korelasi di sumur yang lain ditampilkan dalam **tabel 4.1** berikut

Tabel 4.1 Korelasi dari setiap sumur hasil dari *well seismic tie*

No	Sumur	Korelasi
1	F03-04	0,839
2	F02-01	0,713
3	F06-01	0,719
4	F03-02	0,661

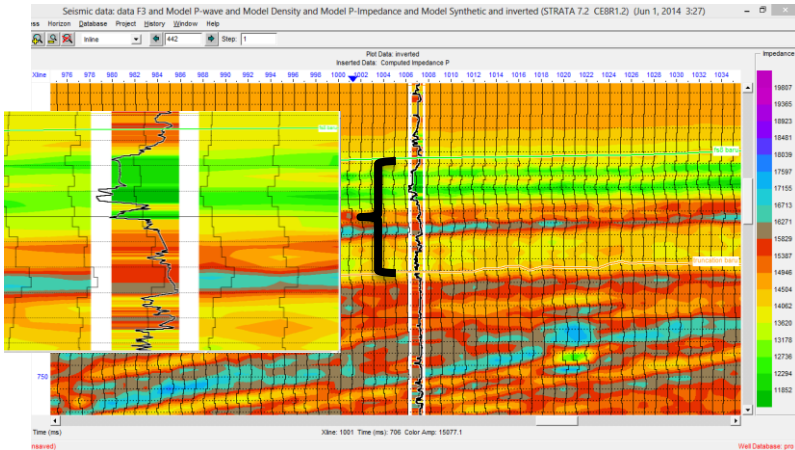
Berdasarkan analisa *Well seismic tie* dan korelasi yang dianggap memenuhi syarat, penulis memutuskan menggunakan rata-rata wavelet dari ke empat sumur yang digunakan untuk input inversi nantinya. Karena ekstrak *wavelet* berdasarkan data sumur secara vertikal resolusinya sangat baik

4.4 Analisa Penampang Hasil Inversi AI

Metode seismik inversi merupakan metode yang dilakukan dengan tujuan merubah data jejak seismik refleksi menjadi impedansi akustik yang merupakan salah satu sifat fisis batuan, dari hasil pengubahan ini akan mempermudah penulis dalam menginterpretasikan karena akan diketahui parameter-parameter petrofisik reservoir dari hasil inversi ini misalnya untuk ketebalan dan porositas reservoir serta penyebarannya.

Korelasi antara data sumur dengan hasil seismik inversi yang telah dilakukan dapat dilihat pada **Gambar 4.9**, terlihat warna-warna yang menunjukkan nilai impedansi cukup tepat berhimpitnya antara log *computed impedance* dengan penampang seismik. Terlihat beberapa lapisan yang dideskripsikan oleh sumur secara vertikal juga cocok dengan volume seismik secara lateral. Hasil ini menunjukkan bahwa pada lapangan F3 terdapat lapisan batupasir yang berselang-seling dengan batulempung. Lapisan batupasir berfungsi sebagai reservoir memiliki nilai AI lebih rendah daripada batulempung. Nilai AI untuk batupasir antara 11.852-13.620 (m/s)*(g/cc) dan untuk batulempung 13.620-20.807 (m/s)*(g/cc).

Hasil inversi pada (**gambar 4.9**) memperlihatkan bahwa inversi yang dilakukan telah dapat membedakan kontras lapisan batupasir dan batulempung. Hal ini dikarenakan batulempung mempunyai densitas yang lebih besar dan secara umum akan mempunyai AI yang relatif besar terhadap batupasir. Namun jika batulempung memiliki porositas yang besar, maka nilai AI dari lapisan batulempung itu akan cenderung menurun. Pada penampang AI dapat dilihat bahwa zona target (ditunjukkan oleh tanda panah) memperlihatkan batupasir dengan AI rendah 11.852-13.620 (m/s)*(g/cc)) warna hijau gradasi hingga kuning menjadi reservoir yang baik pada lapangan “F3”.



Gambar 4.9 Hasil Inversi AI pada *inline* 422 yang melewati sumur F03-04. Terlihat dari nilai penampang *impedance* inversi relatif cocok dengan nilai *impedance* dari sumur.

4.5 Analisa *Multi Attribute* Porositas

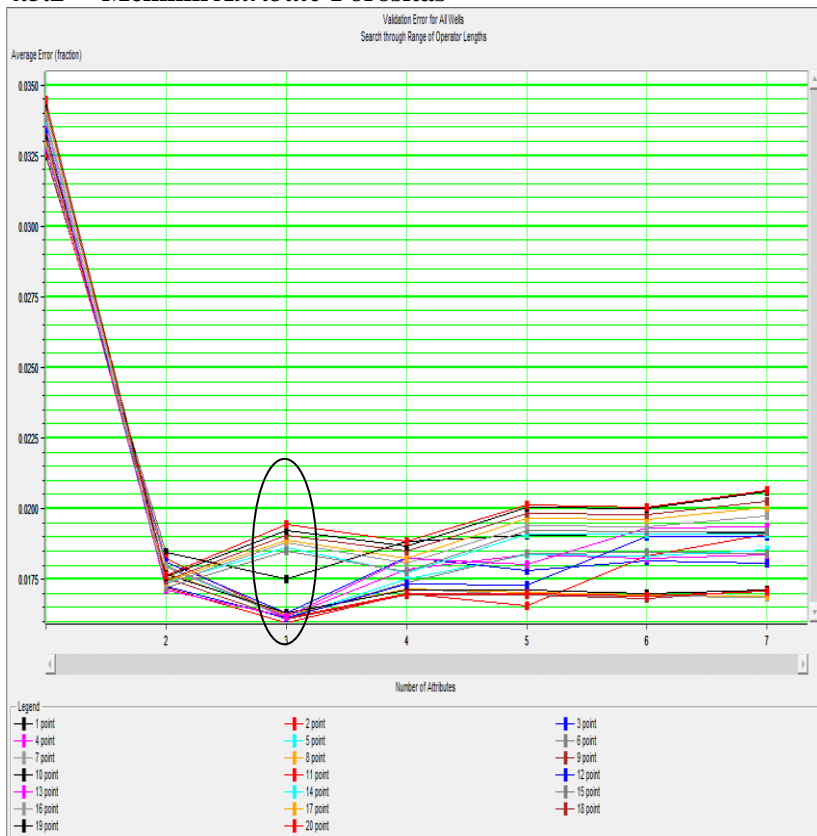
4.5.1 Membuat *Multi Attribute List*

Pada pembuatan *Multi Attribute List* penulis menggunakan *input* empat sumur yang mempunyai data porositas, Sumur utama multi atribut yaitu sumur F03-04, sumur F03-04 dijadikan sumur utama karena di anggap memiliki data yang paling baik dan sumur-sumur lainnya (F03-02, F06-01, dan F02-01) sebagai *quality control multi-attribute*.

Proses transformasi multi atribut, yang pertama dilakukan adalah penentuan banyaknya atribut yang akan digunakan tahap ini dinamakan analisa multi atribut, dimana dalam tahap ini metode regresi linier digunakan. Hubungan antara target log dengan atribut-atribut yang digunakan dianggap linier dan dihubungkan dengan suatu bobot (w) sesuai dengan persamaan 2.19. Atribut yang digunakan dalam proses ini adalah semua atribut yang ada dalam *software Humpson Russel* dan digunakan parameter-parameter yaitu: *Maximum number of attributes to use*: 7, *Pre-whitening (%)*: 0.10, *Operator Length*:

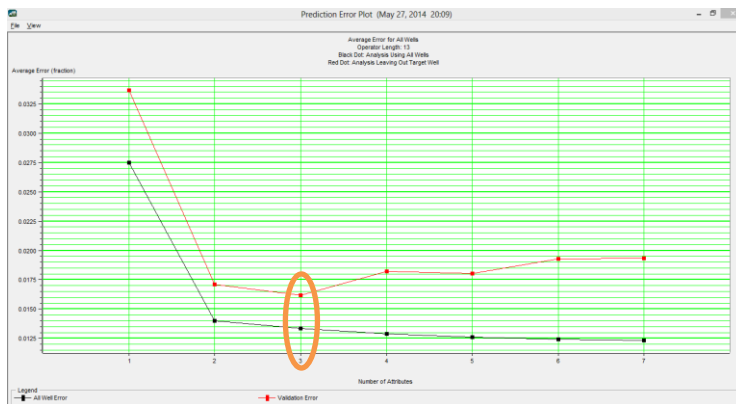
20, *Operator Lag From Center* 0. Dipilih operator sesuai kurva *average error* (*attribute* nomor 13). Setelah itu penulis menganalisa posisi validasi error paling rendah dari semua *operator length* yaitu nomor attribut ke-3 (dilingkari) karena posisi paling bawah dengan *error* paling kecil (lihat **Gambar 4.10**)

4.5.2 Memilih *Attribute* Porositas



Gambar 4.10 Validasi *error* dari semua sumur

Dari **Gambar 4.10** dapat dilihat bahwa semakin lebar operator yang digunakan tidak akan menjamin estimasi yang dihasilkan akan semakin baik dan sebaliknya, hal ini terlihat dari lebar operator yang digunakan yaitu operator ke 13 dari 20 yang disarankan oleh penulis. Lebar operator sendiri adalah banyaknya training atau banyaknya iterasi yang dilakukan dalam proses multi atribut.



Gambar 4.11 *Error Plot Multi Atributte*. Rata-rata error disemua sumur

Dari hasil *running* pada **gambar 4.11** memperlihatkan nilai error dari semua sumur yang digambarkan dengan warna hitam yang selalu menurun setiap penambahan atribut, selain itu terdapat juga grafik validasi *error* dengan warna merah, dimana saat ditambah atribut keempat sampai ke tujuh *error*nya semakin besar hal ini juga menunjukkan bahwa penggunaan banyak atribut tidak selalu menunjukkan semakin baiknya hasil dari multi atribut yang di tunjukan dengan besarnya *error*. Maka multi atribut yang sebaiknya digunakan adalah *operator length* (multiatibut dalam list) ke-13 dan atribut ke-3 karena validasi *error* yang kecil diharapkan mampu untuk mendeskripsikan data seismik yang dapat didisplai pada skala yang sama dengan data orisinil (data sumur).

Tabel 4.2 *Multi Attribute Transform ke-3: Amplitude weighted phase*

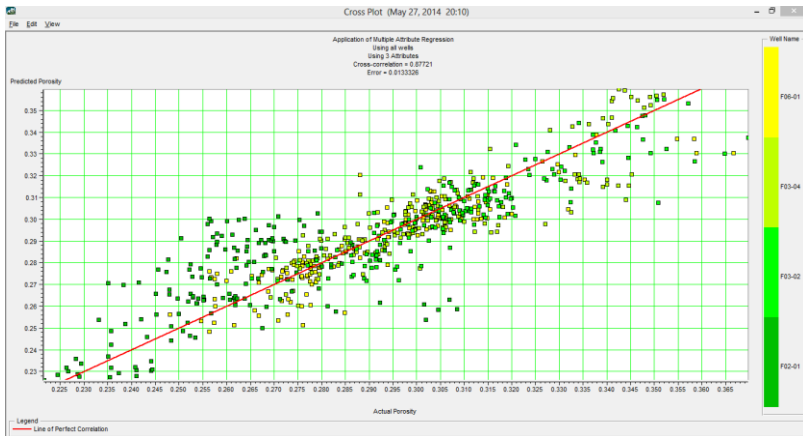
	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Porosity	Instantaneous Frequency	0.027472	0.033653
2	Porosity	Log(Inversi)	0.013678	0.017101
3	Porosity	Amplitude Weighted Phase	0.013333	0.016158
4	Porosity	Dominant Frequency	0.012897	0.018224
5	Porosity	Amplitude Weighted Cosine Phase	0.012623	0.018010
6	Porosity	Integrated Absolute Amplitude	0.012431	0.019298
7	Porosity	Cosine Instantaneous Phase	0.012331	0.019351

Tabel ke-3 (Amplitude weighted phase) merupakan atribut terbaik yang digunakan untuk proses hasil selanjutnya (*validation* dan *training*). Amplitude weighted phase merupakan atribut turunan dari atribut amplitude yang didasarkan pada pembobotan fase. Atribut yang digunakan yang lain adalah *Instantaneous Frequency* (Frekuensi sesaat) dan hasil inversi Akustik Impedansi (AI).

Frekuensi sesaat merupakan turunan fasa sesaat terhadap waktu dengan satuan derajat/ms atau radian/ms. Frekuensi sesaat memberikan informasi tentang karakteristik frekuensi dari suatu reflector yang sering digunakan untuk memperkirakan atenuasi seismik. Jika terdapat hidrokarbon biasanya akan menyebabkan menurunnya komponen frekuensi dan perubahan fasa lokal. Dari hal tersebut dapat disimpulkan bahwa frekuensi sesaat akan menunjukkan indikator dari *onset-overpressure fluida* pori. Hal tersebut disebabkan karena frekuensi sesaat lebih mempresentasikan sebuah nilai pada suatu titik, bukan hasil perata-rataan pada satu interval, maka frekuensi sesaat dapat menonjolkan perubahan-perubahan yang tiba-tiba hilang selama proses perata-rataan tersebut.

Untuk atribut dari hasil inversi yaitu akustik impedansi merupakan atribut eksternal yang memang pada dasarnya sangatlah efektif untuk menentukan distribusi dari zona yang porous berdasarkan nilai impedansinya, zona yang poros pada

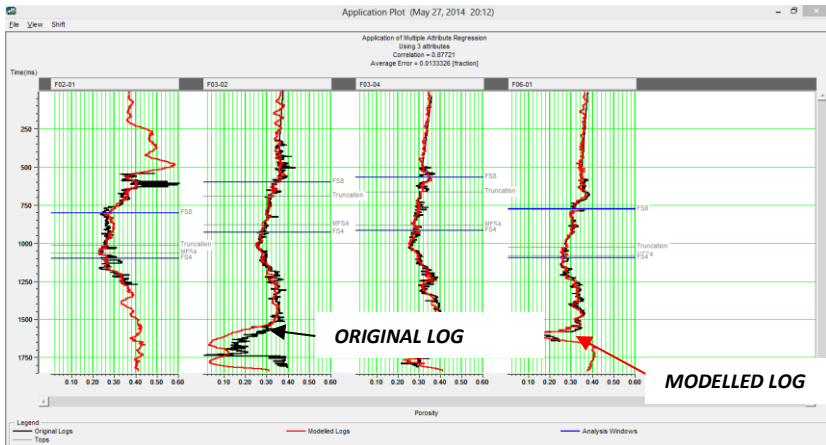
sebuah formasi identik dengan adanya hidrokarbon pada sebuah formasi.



Gambar 4.12 *Crossplot multiple attributes* (Prediksi Porositas vs Aktual Porositas).

Ditampilkan hasil *crossplot multiple attribute* (**Gambar 4.12**) dengan hasil korelasi yang baik 87.72% dan *error* yang kecil 0.01. Prediksi porositas dengan aktual porositasnya mendekati sama dan berhimpit membentuk *trend* berbanding lurus. Hasil dari analisa *crossplot* ini menunjukkan bahwa prediksi porositas dari multi atribut relatif cocok dengan porositas aslinya dari data sumur yang diturunkan porositasnya. Suatu atribut sebagai derivatif suatu pengukuran seismik dasar (Brown, 2000). Semakin besar porositas data orisinilnya semakin besar pula porositas dari multi atribut. Atribut seismik sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang dapat didisplai pada skala yang sama dengan data orisinil (Barnes, 1999).

4.5.3 Analisa *Training Result*



Gambar 4.13 *Training Result* sumur F03-04, F03-02, F06-01, dan F02-01.

Hasil *training* pada **Gambar 4.13** dapat dilihat bahwa model log berhimpit dengan log aslinya. Dalam *Training result* target dari *horizon* teratas yaitu fs8 sampai *horizon* terbawah fs4 dengan sumur F03-04, F03-02, F06-01, dan F02-01 didapatkan hasil yang baik dengan korelasi 87.72% dan *error* 0.01 ini yang selanjutnya dapat digunakan untuk pembuatan model porositas.

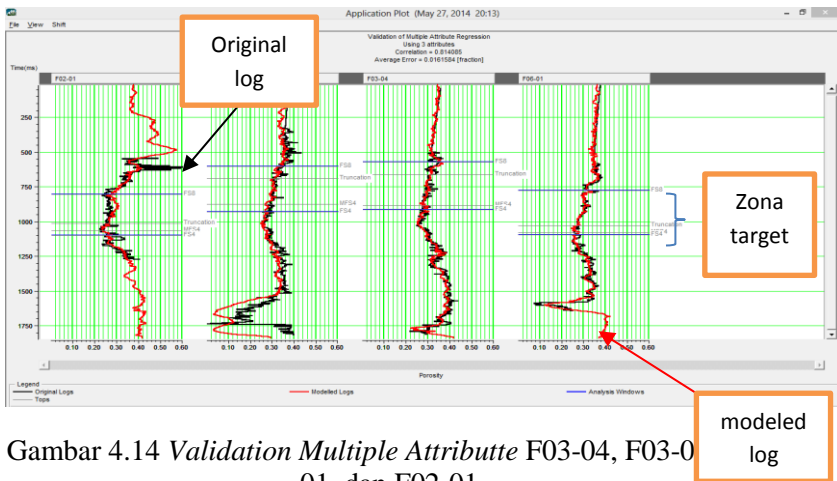
4.5.4 Analisa *Validation Multiple Attribute*

Proses validasi dari analisa multi atribut dilakukan dengan tujuan untuk mencari atribut-atribut yang memiliki korelasi terbaik dengan target log. Prinsip dari validasi sendiri adalah membuat log prediksi dengan pola dari atribut yang sudah di training, dimana log prediksi yang dihasilkan saat dilakukan training dihilangkan satu persatu kemudian dengan pola yang sudah ada, dibuat log prediksi dengan pola dan parameter hasil dari data training. Hal ini sering disebut dengan istilah *remaning well*. Dari data validasi ini, dapat diketahui kualitas hasil training

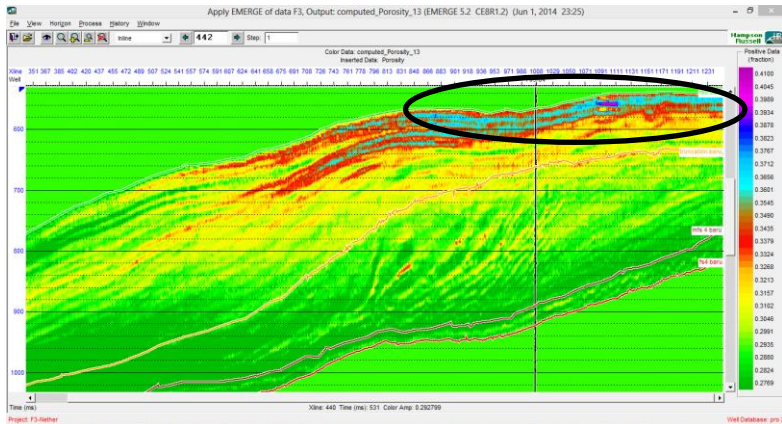
menggunakan metode regresi linier dengan melihat *error* validasi yang paling kecil.

Tujuan utama melakukan validasi multi atribut adalah untuk mengabsahkan kembali data turunan dari pengukuran seismik sebelum direpresentasikan dalam peta atribut seismik (Fahmi, 2010) pada horizon fs8 hingga fs4. Analisa attribut seismik ini difokuskan untuk menafsirkan anomali di sekitar *horizon* fs8 dan melihat distribusi lateral batupasir yang diduga mengandung hidrokarbon.

Berdasarkan hasil validasi pada **gambar 4.14** dapat dilihat bahwa log model (kurva log warna merah) hampir berhimpit dengan *original log*-nya (kurva log warna hitam). Hasilnya yang cukup baik dengan korelasi 81.4% dan *error* 0.02. Dari hasil korelasi dan nilai *error* terlihat hasil tidak lebih baik dari hasil training hal ini disebabkan pada validasi ini data hasil training akan dibandingkan dengan data yang sebenarnya. Dari hasil validasi ini data hasil validasi masih dapat digunakan untuk konversi porositas.



Gambar 4.14 *Validation Multiple Attribute* F03-04, F03-01, dan F02-01.



Gambar 4.15 Penampang porositas dari hasil multi atribut pada *inline* 442 yang melewati sumur F03-04.

Dari gambar di atas dapat dilihat porositas hasil konversi memperlihatkan hasil yang kontras sekali variasi porositas pada lapangan “F3” dari *fs8* hingga *fs4*. Porositas yang tinggi pada penampang porositas berkisar antara 36% - 39,89% atau ditunjukkan oleh warna biru muda gradasi hingga warna ungu, secara tidak langsung mendeskripsikan kualitas reservoir batupasir pada lapangan F3 ini, dimana secara konsep geologi hidrokarbon akan terakumulasi pada daerah-daerah yang mempunyai porositas tinggi.

Untuk memperjelas persebaran reservoir secara lateral yang melewati tiap-tiap sumur baik berdasar AI maupun porositasnya dapat dilihat di **lampiran**.

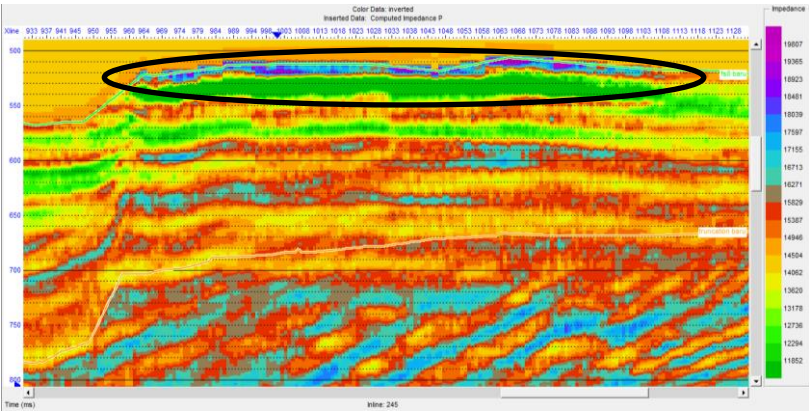
4.6 Interpretasi

Dalam interpretasi penulis melakukan interpretasi pada zona target lapangan F3, dimana interpretasi dilakukan mulai dari horizon *fs8* hingga truncation yang dianggap zona akumulasi hidrokarbon dengan cara menganalisa impedansi akustik hasil inversi seismik dan integrasi atribut seismik. Analisa dilakukan

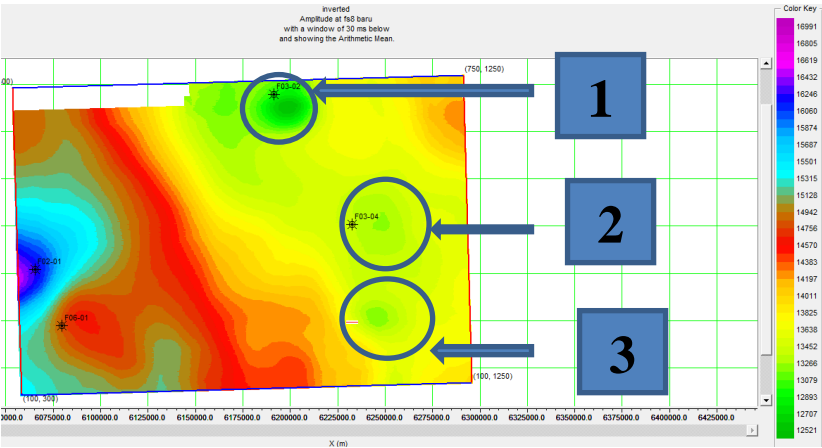
pada volume dan peta AI dan peta seismik atribut yang dihasilkan dari interpretasi *horizon*. Analisa dilakukan dengan melakukan *slicing* pada lapisan di antara Fs8 – Truncation.

Hasil dari inversi AI dapat dilihat pada **gambar 4.16** yang memperlihatkan akumulasi zona dengan impedansi rendah pada inline 445 yang ditunjukkan dengan warna hijau dengan nilai impedansi 11.852 (m/s)*(g/cc) hingga 13.620 (m/s)*(g/cc) yang ditunjukkan dengan warna hijau tua sampai hijau muda. Hasil dari inversi AI ini dapat diartikan bahwa zona pada daerah impedansi tersebut terdapat sesuatu yang dapat melemahkan kecepatan pantulan dari gelombang seismik, yang pada penelitian kali ini zona tersebut identik dengan lapisan batupasir. Hal ini dibuktikan dengan hasil *crossplot* yang telah dilakukan pada percobaan kali ini pada subbab 4.1. Sedangkan zona zona di sekitar zona batupasir yang terlihat pada penampang lateral tersebut memiliki zona dengan impedansi tinggi yang merupakan batulempung yang secara umum memang memiliki nilai impedansi lebih tinggi daripada batupasir. Dikatakan secara umum karena pada beberapa kasus batulempung dapat memiliki nilai impedansi yang lebih rendah dari pada batu pasir, hal ini dipengaruhi karena tekanan dan suhu misal dalam kasus *fracture basement* dimana batulempung yang memiliki rekahan-rekahan yang menyebabkan memiliki nilai impedansi yang lebih rendah dari pada batupasir.

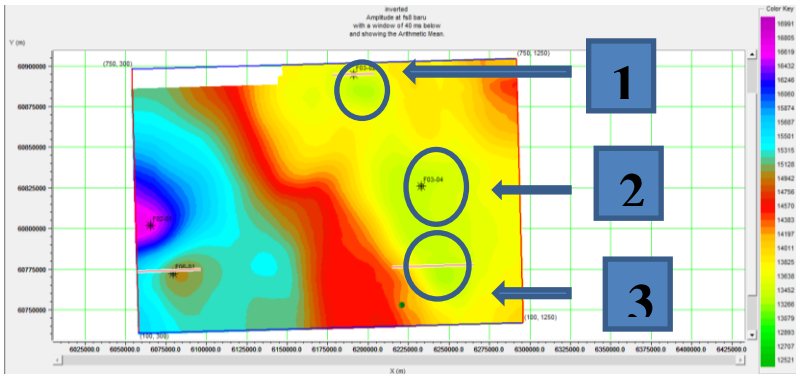
Pada **gambar 4.16** juga digambarkan zona dengan impedansi rendah tersebut terdapat di ketinggian formasi dengan kedalaman 510ms yang berarti memiliki jarak yang paling dangkal dari permukaan, dengan ketebalan berkisar antara 20ms. Untuk mengetahui persebaran zona dengan impedansi rendah secara lateral dapat dilihat dengan cara melakukan *slicing* pada zona tersebut, seperti yang terlihat dalam **Gambar 4.17** hingga **Gambar 4.19**.



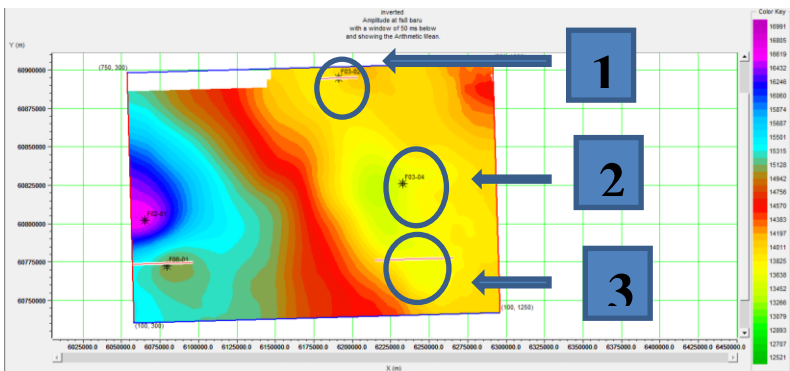
Gambar 4.16 Persebaran nilai impedansi akustik pada inline 445



Gambar 4.17 Persebaran zona impedansi rendah di bawah horizon Fs8 dengan penambahan 30ms



Gambar 4.18 Persebaran zona impedansi rendah di bawah horizon Fs8 dengan penambahan 40ms

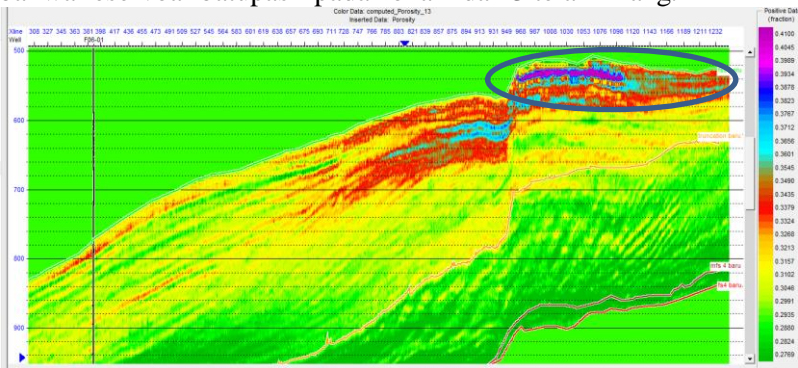


Gambar 4.19 Persebaran zona impedansi rendah di bawah horizon Fs8 dengan penambahan 50ms

Slicing horizon di atas dilakukan dengan penambahan waktu di bawah horizon hal ini dikarenakan horizon fs8 secara stratigrafi merupakan zona *floding surface* yang artinya merupakan zona naiknya air laut ke dataran yang pengendapannya berupa *shale* sehingga untuk mendapatkan zona pengendapan pasir haruslah mengambil di bawah dari zona tersebut.

Dari hasil *slicing* horizon didapatkan tiga zona akumulasi dari batu pasir yang memiliki nilai impedansi rendah yang ditunjukkan dengan warna hijau. Zona akumulasi reservoir pasir tersebut dua di antaranya terletak di dekat zona 1 sumur F03-02 dan zona 2 yang terletak di dekat sumur F03-04 akan tetapi ada satu zona yaitu zona 3 yang terletak agak berjauhan dari sumur sehingga hal ini bisa dijadikan rekomendasi untuk dilakukan analisa well log di daerah tersebut untuk memastikan kandungan hidrokarbonnya.

Pada hasil *slicing* diketahui bahwa persebaran reservoir batu pasir terakumulasi maksimal 30ms di bawah horizon fs8 dan semakin menipis dengan pertambahan kedalaman yang ini dibuktikan semakin mudarnya zona impedansi rendah pada daerah tersebut. Pada kedalaman 50ms di bawah fs8 diketahui bahwa reservoir batupasir pada zona 1 dan 3 telah hilang.



Gambar 4.20 Persebaran nilai porositas pada inline 445

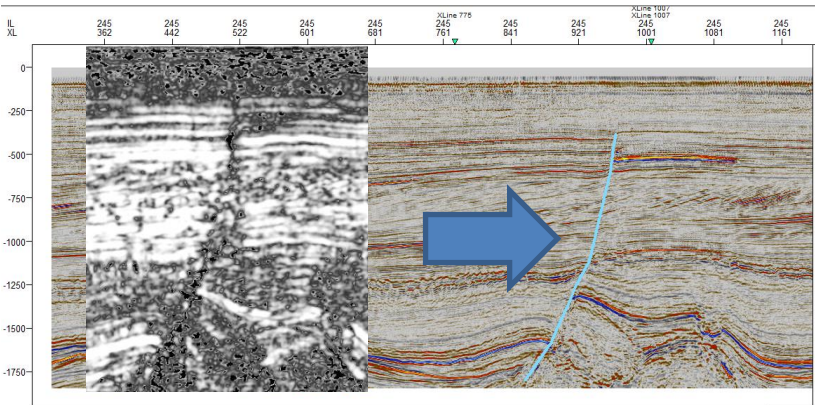
Dalam analisa reservoir hidrokarbon jika hanya menggunakan inversi AI akan sangat kurang untuk menentukan sifat fisis dari reservoir hidrokarbon sehingga perlu dilakukan analisa sifat fisis reservoir dengan menggunakan analisa multi atribut, dari analisa multi atribut akan didapatkan hasil dari sifat fisis reservoir salah satunya adalah porositas yang merupakan

faktor penting untuk mengetahui akumulasi hidrokarbon pada suatu formasi.

Pada **gambar 4.20** merupakan hasil dari analisa multi atribut didapatkan zona dengan nilai porositas besar yang terletak pada puncak formasi yang memang mendukung sebagai tempat akumulasi hidrokarbon. Pada zona tersebut memiliki nilai porositas yang paling tinggi yaitu 36 % sampai 40%. Dari intepretasi memang diketahui bahwa tempat yang memiliki nilai porositas besar tersebut merupakan *bright spot* yang merupakan salah satu ciri-ciri adanya akumulasi hidrokarbon pada sebuah formasi dan hasil analisa dari multi atribut ini juga didukung dengan hasil analisa seismik inversi yang telah dilakukan bahwa zona dengan porositas tinggi pada analisa multi atribut sesuai dengan zona dengan impedansi rendah pada analisa inversi AI. Impedansi memang berbanding terbalik dengan besar porositas sesuai dengan persamaan $AI = \text{densitas} \times \text{kecepatan}$. Bahwa AI berbanding lurus dengan densitas, sehingga semakin besar densitas batuan maka akan semakin besar nilai AI, akan tetapi akan berbeda jika dengan porositas, porositas sendiri merupakan kebalikan dari densitas sehingga jika porositas besar maka densitas akan kecil sehingga AI akan kecil.

Kedalaman dari zona yang memiliki nilai porositas besar yang dianggap merupakan zona akumulasi hidrokarbon jika dilihat memiliki kedalaman yang tidak terlalu dalam berkisar antara 500ms sampai 650ms, yang menjadikan tipe dari reservoir lapangan F3 merupakan tipe *shallow gas reservoir* yang terletak di kedalaman yang tidak begitu dalam. Hal ini disebabkan karena adanya patahan pada salt dome yang memberikan jalur migrasi pada gas untuk naik ke atas hal ini ditunjukkan dengan **gambar 4.21**. Pada gambar 4.21 terlihat adanya patahan yang memanjang dari salt dome yang menjadi basement dari formasi sampai horizon fs8. Identifikasi patahan ini menggunakan atribut chaos, atribut chaos merupakan atribut yang sangat baik untuk digunakan sebagai identifikasi patahan, migrasi gas dan ketidak-menerusan dari lapisan, karena pada dasarnya atribut chaos akan

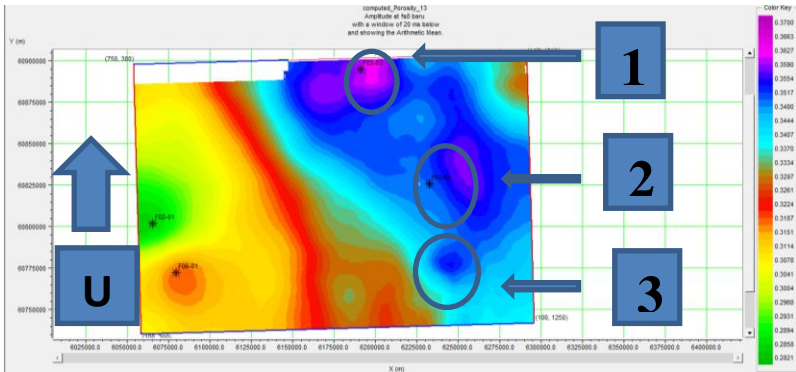
mendiskripsikan perbedaan *dip* dan *azimuth* dengan masukan data seismik.



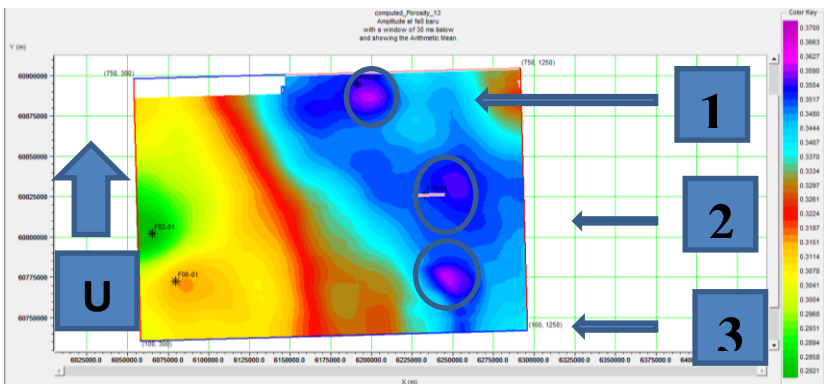
gambar 4.21 Patahan pada formasi dengan atribut chaos (hitam) yang digunakan untuk identifikasi patahan

Dari intepretasi yang telah dilakukan diketahui bahwa ciri-ciri dari hidrokarbon yang terakumulasi pada zona penelitian ini adalah gas, hal ini ditunjukkan dengan adanya *bright spot*, dan migrasi yang cukup jauh dari *basement* sampai horizon fs8 hal ini sesuai dengan teori *Gas-chimneys*. *Gas-chimneys* atau *seismik-chimneys* adalah gangguan vertikal dalam data seismik yang ditafsirkan terkait dengan gerakan gas bebas ke atas (Heggland et al, 2000). Dari ciri-ciri tersebut dapat disimpulkan bahwa terjadi akumulasi hidrokarbon gas pada lapangan F3.

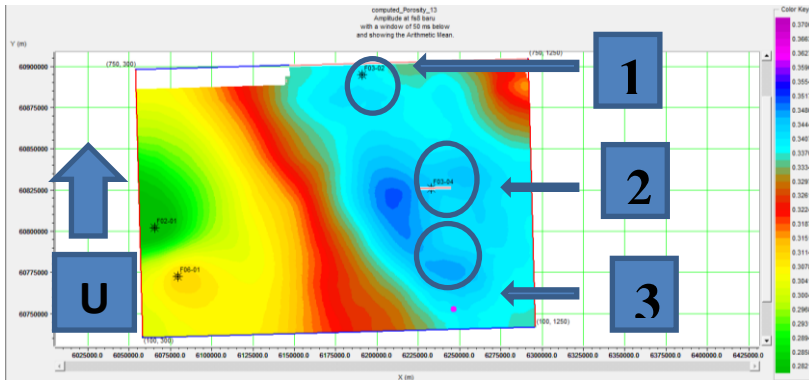
Untuk mengetahui persebaran dari hidrokarbon gas maka dilakukan *slicing* horizon pada zona target, *slicing* horizon dilakukan pada persebaran zona porous berdasarkan analisa multi atribut, hal ini dikarenakan dengan melihat zona porous maka akan diketahui kemungkinan suatu reservoir terdapat hidrokarbon. Dari hasil *Slicing* didapatkan hasil sebagai berikut:



Gambar 4.22 Persebaran zona porositas tinggi di bawah horizon Fs8 dengan penambahan 20ms



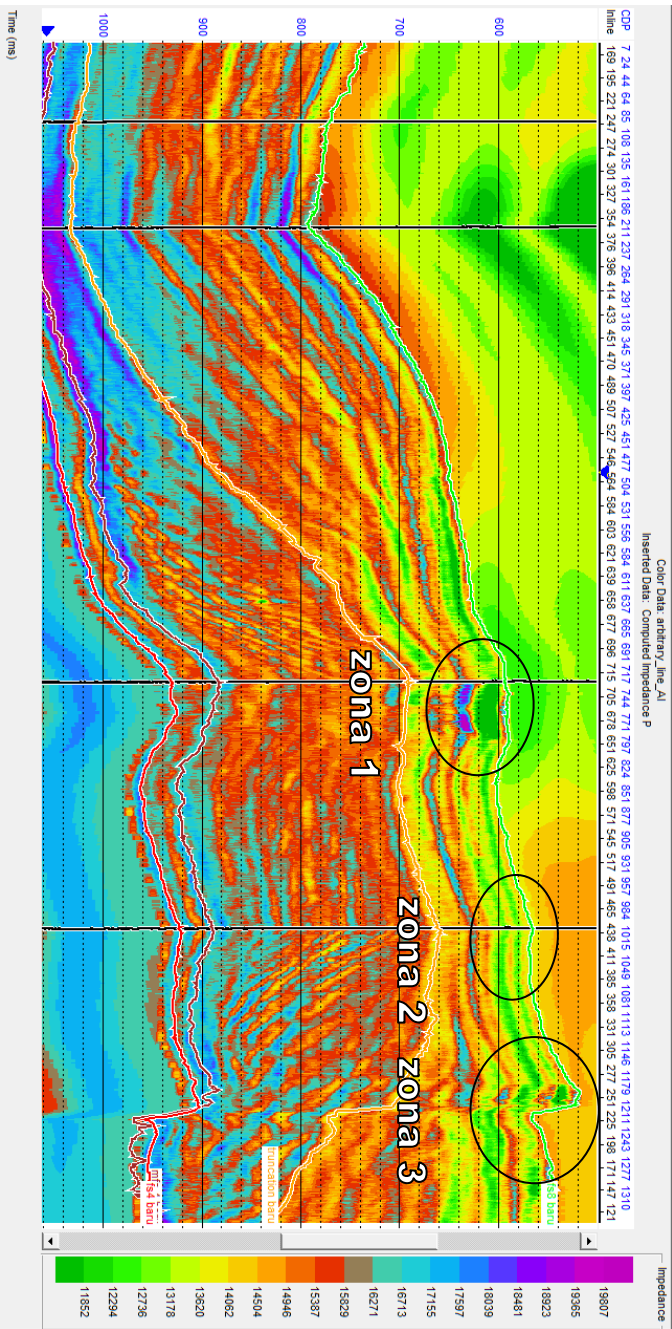
Gambar 4.23 Persebaran zona porositas tinggi di bawah horizon Fs8 dengan penambahan 30ms



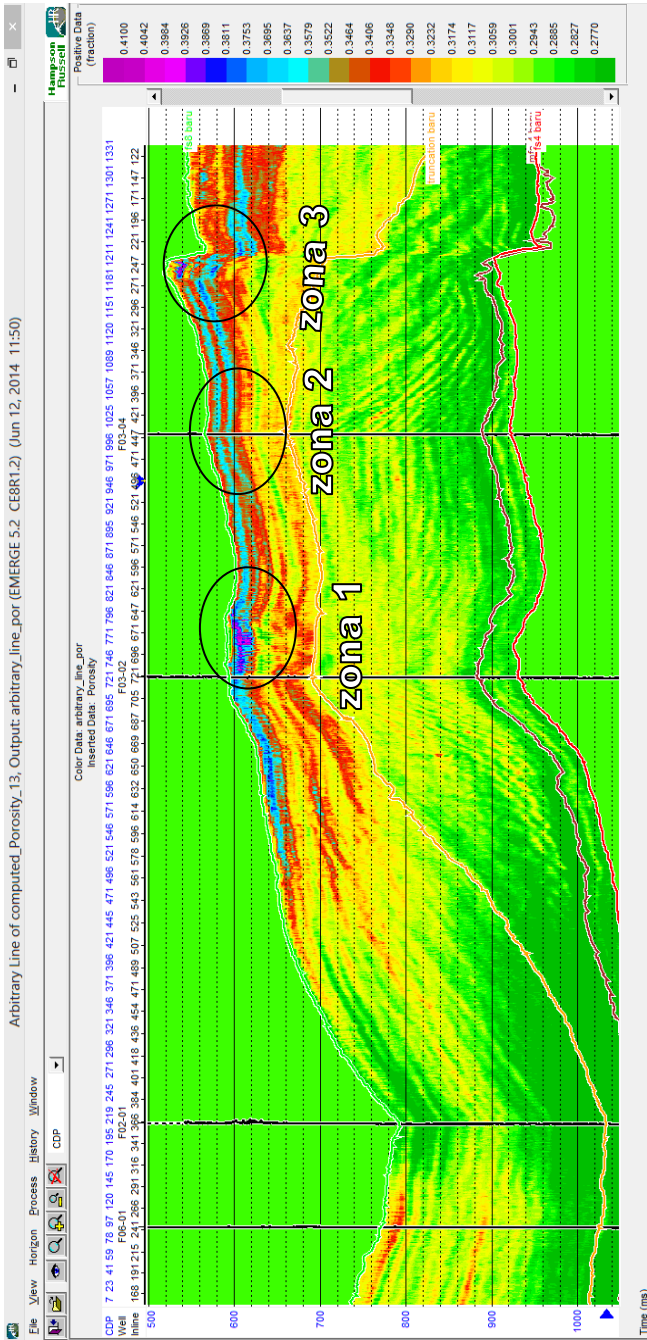
Gambar 4.24 Persebaran zona porositas tinggi di bawah horizon Fs8 dengan penambahan 50ms

Dari hasil *slicing* di atas didapatkan bahwa zona dengan akumulasi porositas terbesar yaitu pada 30ms di bawah fs8, pada 2ms di bawah fs8 diketahui bahwa zona 1 dan 2 sudah terlihat lapisan berporositasnya tetapi ada zona 3 belum terlihat atau bisa di katan pada 20ms di bawah fs 8 merupakan penutup dari zona 3 dan bisa disimpulkan pula bahwa zona 1 dan 2 terletak lebih tinggi dari pada zona 3 selain itu juga dapat disimpulkan bawa zona 1 dan 2 memiliki ketebalan reservoir yang lebih besar dibandingkan dengan zona 3. Pada 50ms di bawah fs8 terlihat porositas sudah merata sehingga bisa diartikan nilai porositas pada kedalaman ini lebih disebabkan karena pengaruh dari sifat batupasir sendiri yang memiliki porositas yang lebih besar di bandingkan dengn lapisan lain yang ada di formasi, bukan lagi pengaruh dari hidrokarbon.

Dari hasil pengolahan data didapatkan bahwa kelebihan penggunaan multi atribut adalah pada data seismik 3D *raw*, amplitudo-amplitudo rendah yang dihasilkan dari gelombang seismik susah untuk diamati sebagai layer, terlihat antara slice pada inversi AI dan multi atribut, dengan pengaplikasian multi atribut resolusinya menjadi lebih baik sehingga mempermudah intepretasi data seismik.



Gambar 4.25 Persebaran lateral reservoir berdasarkan nilai AI



Gambar 4.26 Persebaran lateral reservoir berdasarkan nilai porositas

Berdasarkan prospek ranking reservoir didapat tiga zone prospek yang tersebar di bagian utara yaitu zona (1) yang sudah memang dilakukan pengeboran well log sumur F03-02, bagian sebelah Timur di dekat sumur sumur F03-04 yaitu zona (2) dan Selatan di zona (3) merupakan daerah yang belum dilakukan eksplorasi terbukti belum adanya sumur pada daerah ini. Hasil yang didapat dari studi ini menunjukkan bahwa daerah zona (3) merupakan daerah yang paling potensial dikarenakan belum adanya sumur yang menganalisa daerah ini, sehingga usulan untuk eksploitasi pada zona 3 yang merupakan zona prospek yang belum tereksplorasi.

Tabel 4.3 Nilai AI dan porositas di tiga zona interest

No	Zona	AI	Porositas
1	Zona 1	11.852-13.620 (m/s)*(g/cc)	36-39,89 %
2	Zona 2	11.852-13.620 (m/s)*(g/cc)	36-39,89 %
3	Zona 3	11.852-13.620 (m/s)*(g/cc)	36-40 %

"Halaman ini sengaja dikosongkan"

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian dengan judul “**Analisa Sifat Fisis Reservoir Menggunakan Metode Seismik Inversi Acoustic Impedance (AI) Dan Multiatribut (Studi Kasus Lapangan F3)**” maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Dari hasil *crossplot densitas* vs gamma ray didapatkan kedalaman reservoir atau zona interest pada kedalaman adalah 596 m – 635 m dibandingkan dengan hasil *crossplot densitas* vs sonik zona interest berada pada kedalaman 610m – 635m dengan nilai gamma ray berkisar 35-57 API.
2. Berdasarkan pada peta AI dan atribut porositas terdapat tiga zona prospek hidrokarbon: zona bagian utara di sekitar sumur F03-02 (zona 1) nilai AI antara 11.852-13.620 (ft/s)*(g/cc) dan porositas antara 36-39,89 %, zona bagian timur di sekitar sumur F03-04 (zona 2) nilai AI antara 11.852-13.620 (ft/s)*(g/cc) dan porositas sekitar 36-39,89 %, zona bagian selatan (zona 3) nilai AI antara 11.852-13.620 (ft/s)*(g/cc) dan porositas antara 36-40 %.
3. Zona 3 paling potensial karena nilai porositas lebih tinggi 36-40 %. dan AI 11.852-13.620 (ft/s)*(g/cc) dibanding zona 1 dan 2. Selain itu karena di daerah ini belum dilakukan pengeboran sehingga sangat dimungkinkan adanya cadangan yang besar.
4. Perpaduan antara multiatribut seismik dan inversi impedansi akustik (berfungsi sebagai eksternal atribut) dapat memprediksi distribusi porositas dengan variasi lateral yang lebih baik, sehingga informasi mengenai variasi nilai porositas pada daerah penelitian dapat diketahui dan diharapkan juga dapat memisahkan antara

reservoir dan non reservoir pada interval target yang tidak teresolusi dengan baik pada seismic konvensional.

5.2. Saran

1. Perlu dilakukan penelitian dan perbandingan lebih lanjut dengan menggunakan data *core* dari lapangan F3 untuk lebih mendukung kesimpulan.
2. Perlu melakukan metode lain seperti AVO (*Amplitude Variation with Offset*) yang dapat membedakan nilai AI, porositas, dan mendeteksi hidrokarbon atau metode inversi EEI (*Extended Elastic Impedance*) yang dapat membedakan litologi berdasarkan sifat elastis batuan.
3. Saran pengeboran baru di zona 3 area lapangan "F3" karena zona ini dianggap paling potensial oleh penulis dibandingkan zona prospek 1 atau 2.

DAFTAR PUSTAKA

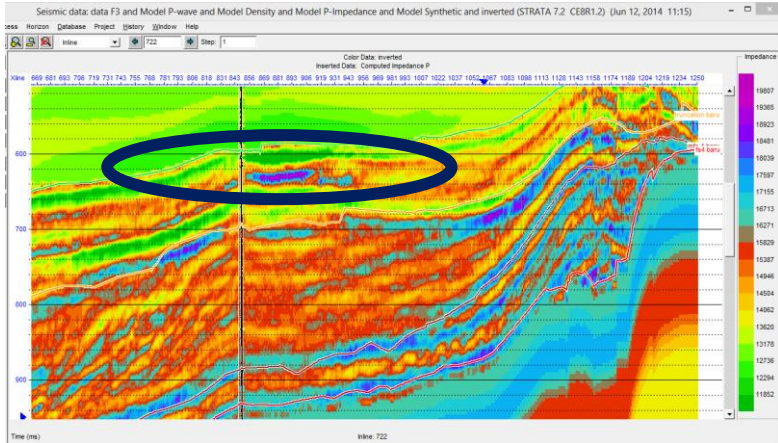
- Badley, M.E, 1985, *Practical Seismic Interpretation*, Prentice Hall. USA.
- Barnes, A. E., 1999, “ *Seismic Attributes: past,present and future* ”, SEG 1999 Expanded Abstracts.
- Baum, M.G., Bleschert, K.H., Wagner, M. & Schmitt, M. 1996, *Application of surface prospecting methods in the Dutch North Sea*. European Association of Geoscientists and Engineers, 58th Conference and Technical Exhibition - 3-7 June, Amsterdam, abstract A-010
- Bobby, I, 2011, **Analisa Metode Inversi Impedansi Akustik dan Seismik Multiatribut Untuk Karakterisasi Reservoir Pada Lapangan F# Netherland**, Jurusan Fisika, Universitas Indonesia, Jakarta
- Brown, R.A, 2000, *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data*. AAPG Memoir: New York, USA.
- Cameron, T.D.J., Crosby, A., Balson, P.S., Jeffery, D.H., Lott, G.K., Bulat, J. and Harrison,D.J. 1992. *United Kingdom offshore regional report: the geology of the southern North Sea*. HMSO, London
- Chambers, L.R, 2003, *Quantitative Use of Seismic Attributes for Reservoir Characterization Quantitative*, Geosciences Inc.
- Fahmi, R.M.F, 2010, **Analisa Sifat Fisis Reservoir Batugamping Zona Target BRF Menggunakan Metode Seismik Inversi Ai Dan Multi Atribut (Studi Kasus Lapangan M#)**, Jurusan Fisika, Institut Teknologi Sepuluh Nopember, Surabaya.

- Gassman, F., 1951. *Elastic wave trough a packing of spheres*, Geophysics, 16, 673-685
- Heggland, R., Meldahl, P., de Groot, P., and Aminzadeh, F, 2000, *Seismic chimney interpretation examples from the North Sea and the Gulf of Mexico*, American Oil & Gas Reporter, February issue, 78–83.
- Jager, D.J. and Geluk, M.C., 2007, *Geology of The Natherlands, Petroleum Geology*, 241-264
- Laban, C., 1995. *The Pleistocene glaciations in the Dutch sector of the North Sea. A synthesis of sedimentary and seismic data*. Ph.D. thesis, University of Amsterdam.
- Meldahl, P., Heggland, R., Bril, B., and de Groot, P, 2001 *Identifying faults and gas chimneys using multiattributes and neural net-works*, The Leading Edge, 20, 474–482.
- Overeem, I, G. J. Weltje, C. Bishop-Kay, and S. B. Kroonenberg, 2001. *The Late Cenozoic Eridanos delta system in the Southern North Sea Basin: a climate signal in sediment supply*, Basin Research, 13, 293–312
- Pendrel J, van Riel Paul., 2000, *Methodology for Seismic Inversion and Modelling : A Western Canadian Reef Example*, CSEG Recorder, Jason Geosys-tem, Calgary, Canada.
- Rondeel, H.E., Batjes, D.A.J., dan Nieuwenhuijs, W.H., 1996, *Geology of Gas and Oil Under The Netherlands*, Kluwer Academic Publishers, Volume 74

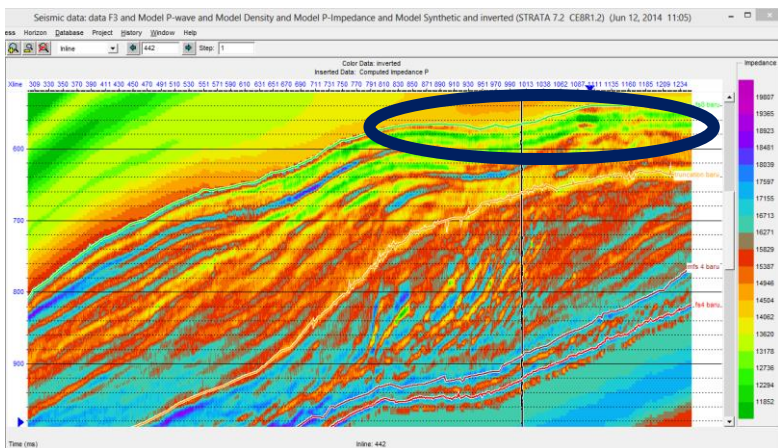
- Rufaidah, H. 2005. Tesis: **Prediksi Porositas Reservoir Karbonat Menggunakan Data Inversi Dan Atribut Seismik. Studi Kasus: Lapangan KB Cekungan Salawati**. Tidak dipublikasikan. UI. Jakarta.
- SA Rensen, J.C., Gregersen, U., Breiner, M. & Michelsen, O, 1997, *High-frequency sequence stratigraphy of Upper Cenozoic deposits in the central and southeastern North Sea areas*. Marine and Petroleum Geology, vol. 14, no. 2, p. 99-123
- Santoso, D, 2012, **Seismologi Eksplorasi**, Institut Teknologi Bandung.
- Schroot, B.M. & Haan, H.B. (2003) **Intra-Carboniferous tectonics of the Southern North Sea Basin. Fifteenth International Congress on Carboniferous and Permian Stratigraphy**, August 10-16 Utrecht, abstract no. 319, p. 479-480.
- Sheriff, R.E.,1995, *Exploration Seismology, 2nd Edition*, University of Houston
- Sismanto, 1996, Modul I: **Akuisisi Data Seismik**, Modul II: Pengolahan Data Seismik, Modul III: Interpretasi Data Seismik, Laboratorium Geofisika FMIPA UGM, Yogyakarta
- Sukmono,S., 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung
- Sukmono,S., 2000, *Seismik Inversi Untuk Karakteristik Reservoir*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.

- Sukmono S, 2001, **Karakterisasi Reservoir Seismik**, Laboraturium Teknik Geofisika ITB: Bandung.
- Sukmono S, 2009, *Advance Seismic Atribut Analysis*, Laboratory of Reservoir Geophysics: Bandung.
- Taner, M.T. (2001, September 6). **Seismic Attributes**. CSEG Recorder, 49-56
- Tangkalalo, D. dan W, Hindadari, 1999, *Aplikasi Data Seismik 3D Untuk Reasement Lapangan Minyak Tua Studi Kasus Struktur Rantau*, Jakarta, Prosiding Lomba Karya Tulis, Direktorat Eksplorasi dan Produksi, Pertamina, hal 81 – 85
- Telford, W.M., Sheriff,R.E., Geldart,L.P., 1990. *Applied Geophysics*, Cambridge Univ. Press, MA.
- Yilmas, U, 1987, **Seismic Data Processing Society of Eksploration Geophysicists**. USA

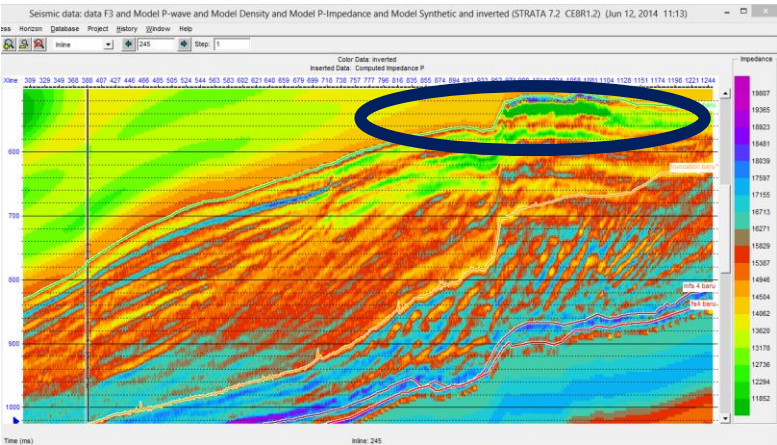
LAMPIRAN



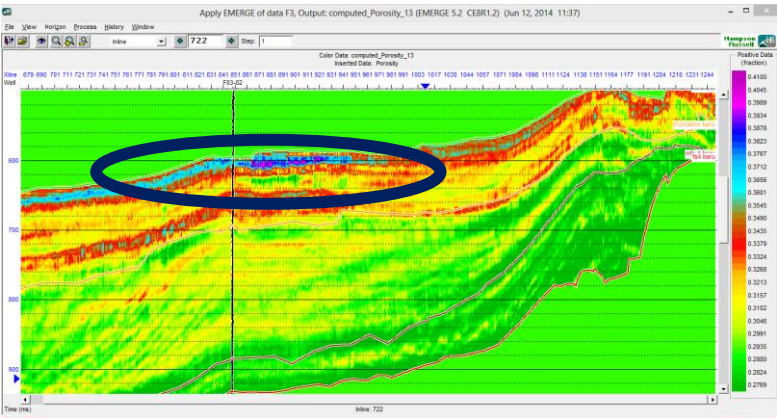
Gambar 1.1 Persebaran lateral impedansi akustik pada zona 1 yang berada di dekat sumur F02-03



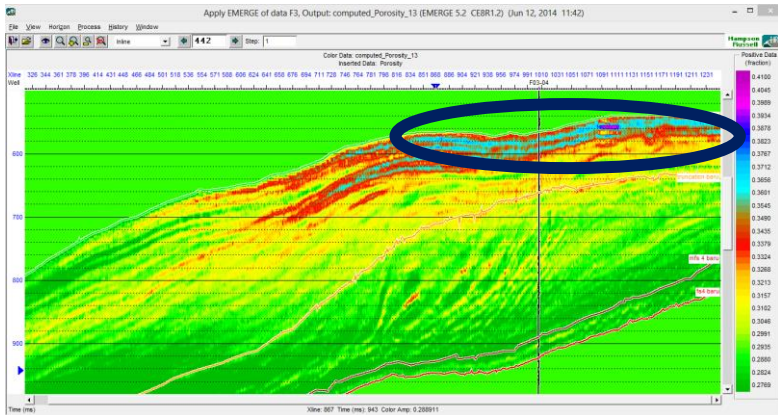
Gambar 1.2 Persebaran lateral impedansi akustik pada zona 2 yang berada di dekat sumur F03-04



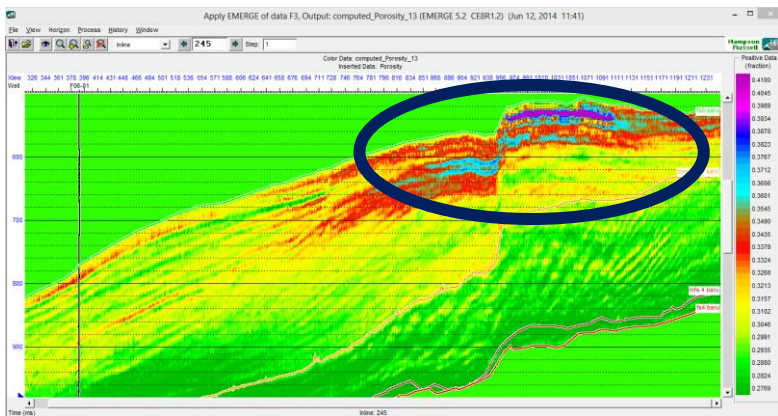
Gambar 1.3 Persebaran lateral impedansi akustik pada zona 3 yang berada di dekat sumur F06-01



Gambar 1.4 Persebaran lateral porositas pada zona 1 yang berada di dekat sumur F02-03



Gambar 1.5 Persebaran lateral porositas pada zona 2 yang berada di dekat sumur F03-04



Gambar 1.6 Persebaran lateral porositas pada zona 3 yang berada di dekat sumur F06-01

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BIOGRAFI PENULIS



Deby Nur Sanjaya, Lahir di Kediri, 7 Agustus 1992. Anak pertama dari dua bersaudara, dari Ayah (Sunaryo) dan ibu (Nurhayati). Memulai pendidikan di Taman Kanak-kanak ABA II Bangkok (1997-1998), kemudian melanjutkan di Sekolah Dasar Negri Besuk 1 (1998-2004), dilanjutkan di SMP Negri 1 Gurah (2004-2007), lalu menuntut ilmu di SMA Negri 7 Kediri (2007-2010). Melanjutkan pendidikan S1 melalui jalur SNMPTN 2010, akhirnya diterima di ITS jurusan Fisika FMIPA (bidang minat Geofisika), ITS (2010-2014). Semasa perkuliahan penulis berkonsentrasi di sub bidang seismik yang merupakan salah satu sub bidang dalam geofisika. Penulis juga aktif dalam mengikuti pelatihan keterampilan manajemen mahasiswa, yang antara lain Pra tingkat dasar, tingkat dasar, dan tingkat menengah. Selama masa kuliah penulis aktif di beberapa organisasi kemahasiswaan. Penulis pernah menjabat sebagai Wakil Ketua BEM FMIPA (Badan Eksekutif Mahasiswa Fakultas Matematika Dan Ilmu Pengetahuan Alam) periode 2012-2013, staff Departemen Sosial Masyarakat Himpunan Mahasiswa Fisika periode 2011-2012, Ketua Short Course Division American Association of Petroleum Geologists Student Chapter ITS (AAPG SC ITS) periode 2013-2014 dan ketua Public Relations Himpunan Mahasiswa Geofisika Indonesia (HMGI) ITS periode 2013- 2014. Penulis telah melaksanakan Kerja praktek di LEMIGAS dengan judul “*Analisis Sifat Fisis Reservoir Batupasir (Sandstone) Menggunakan Metode Seismik Inversi AI Model-Based*”.